National Energy Board | Office national de l'énergie

Decision and Order

Westcoast Energy Inc.

Settlement for 2002 and 2003 Tolls

September 2002

Tolls

National Energy Board

Decision and Order

In the Matter of

Westcoast Energy Inc.

Settlement for 2002 and 2003 Tolls

September 2002

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-5/2002-1E
ISBN 0-662-32816-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-5/2002-1F
ISBN 0-662-87744-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

Table of Contents

1. **Background and Application** 1

2. **NEB Decision** 2

3. **Order TG-2-2002** 4

List of Appendices

I Amended Application 6

Chapter 1

Background and Application

In May 1997, Westcoast Energy Inc., carrying on business as Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast), entered into a multi-year incentive toll settlement with its shippers for tolls for the years 1997 to 2001. Under the terms of the settlement, Transportation-North (T-North) and Transportation-South (T-South) shippers had the option of electing to pay either fixed tolls for a 5-year period (Option A tolls) or variable tolls that would be re-calculated yearly in accordance with a prescribed methodology (Option B tolls). In August 1997, the National Energy Board (the Board) released Decision RH-2-97 and associated toll Order TG-3-97 by which it approved the settlement and associated toll methodology.

In May 2001, Westcoast initiated discussions with its stakeholders to reach a negotiated toll settlement that would apply post 31 December 2001.

On 13 December 2001, while still hopeful that a new negotiated settlement could be reached, Westcoast applied for interim and final tolls for 2002 based on the cost of service and toll design methodology that had been in place up to 1996, prior to the approval of the settlement for 1997 to 2001.

On 21 December 2001, the Board issued interim toll Order TGI-3-2001 which provided that the final tolls for 2001 would apply on an interim basis effective 1 January 2002. These tolls, however, were approved subject to reconsideration following receipt of comments from interested parties on their appropriateness as interim tolls. On 24 January 2002, following consideration of submitted comments, the Board decided that interim toll Order TGI-3-2001 remained appropriate.

On 26 March 2002, Westcoast amended its application of 13 December 2001. It applied for approval of T-North and T-South tolls for 2002 and a methodology for setting similar tolls for 2003 as set out in a settlement, which it appended to its application, reached with certain of its interested parties on 17 January 2002. Pursuant to this settlement, the tolls for each year would be based on the T-North and T-South toll methodology that was in place for the years 1997 to 2001. In addition, the tolls would be based on agreed, lump sum base revenue requirements for each year and certain adjustments provided for in the settlement.

On 18 April 2002, in accordance with the *Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs* dated 23 August 1994, the Board invited interested parties to comment on the settlement. The Board received letters supporting approval of the settlement from three parties and reply comments from Westcoast.

On 23 May 2002, the Board considered Westcoast's amended application of 26 March 2002 and approved the applied-for tolls for 2002 and the applied-for methodology for establishing tolls for 2003. By letter dated 23 May 2002, the Board released its decision and associated toll Order TG-2-2002.

The Board's 23 May 2002 decision, toll Order TG-2-2002 and Westcoast's application dated 26 March 2002 (complete with the settlement attached) are reproduced herein as a reference document.

Chapter 2

NEB Decision

File 4200-W005-14
23 May 2002

Mr. Barry Jardine
Director, Regulatory Affairs
Duke Energy Gas Transmission Canada
1333 West Georgia Street
Vancouver, British Columbia
V6E 3K9
Facsimile (604) 691-5884

Dear Mr. Jardine:

Westcoast Energy Inc. (Westcoast), carrying on business as Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast) Amended Application for Approval of a Settlement for 2002 and 2003 Tolls

On 26 March 2002, Westcoast applied to the National Energy Board (the Board) for approval of final tolls for mainline transmission services on Zones 3 and 4 for 2002 and a methodology for setting tolls for 2003 as set out in a Settlement appended to its Application and reached on 17 January 2002 with certain parties.

A copy of the application was filed on all of Westcoast's shippers and members of Westcoast's Tolls and Tariff Task Force. On 18 April 2002, the Board established a written procedure for examining the application which solicited comments from interested parties as well as Westcoast.

The Board received letters of support for the Settlement from the Canadian Association of Petroleum Producers, the Export Users Group and the Natural Gas Steering Committee. The Board also received reply comments from Westcoast in which it stated that it is not aware of any opposition to the Settlement and in which Westcoast requested that the Board approve the settlement pursuant to the Guidelines without the need for a public hearing.

The Board is satisfied that all parties with an interest in Westcoast's tolls have had the opportunity to comment on Westcoast's application for approval of the Settlement and the associated tolls.

In its review, among other things, the Board considered the fact that the Settlement provides for the tolls for each year to be determined in accordance with the existing toll design for T-North and T-South, the levels of the increases in the base revenue requirement over the term of the Settlement and the process that Westcoast followed leading to the Settlement.

In view of the foregoing and in accordance with the Board's *Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs* dated 23 August 1994, the Board has decided to approve the following:

- the Settlement;
- the tolls effective 1 January 2002 set out under Tab 3 of Westcoast's amended application of 26 March 2002 (the Application) and the methodology for fixing tolls effective 1 January 2003 as set out in the Settlement;
- the depreciation rates as set out under Tab 4 of the application;
- the deferral accounts for accounting and toll making purposes required to give effect to the Settlement as referred to in paragraph 19 of the application and disposition of the balances of such deferral accounts from time to time in accordance to the terms of the Settlement; and
- exemption from the requirement to file annual cost of service forecasts.

Westcoast also requested an order or directive permitting Westcoast to file quarterly surveillance reports, commencing with the quarter ending March 31, 2002, in a form amended to reflect the provisions of the Settlement and to be settled by its Tolls and Tariff Task Force (TTTF). In that regard, the Board expects Westcoast to either comply with paragraphs 1 through 7 of Part XI of the GFR or, in the event of specific agreement with the TTTF on an alternate format of reporting, Westcoast may file quarterly surveillance information in such alternate format provided that the requirements of paragraph 8 of Part XI of the GFR are satisfied.

Attached is Order TG-2-2002 giving effect to the aforementioned decisions.

Westcoast is directed to serve a copy of this letter and order immediately on interested parties to RH-2-97, members of Westcoast's Tolls and Tariff Task Force, and all shippers on the Westcoast system.

Yours truly,

(signed by)

Michel L. Mantha
Secretary

Attachment

Chapter 3

Order TG-2-2002

ORDER TG-2-2002

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* (the Act) and the regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an amended application by Westcoast Energy Inc., carrying on business as Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast) dated 26 March 2002 for approval of final tolls commencing 1 January 2002, a methodology for establishing tolls for 2003 and certain accounting treatments pursuant to Part IV of the Act, filed with the Board under Files 4200-W005-14 and 4400-W005-9.

BEFORE the Board on 23 May 2002.

WHEREAS Westcoast has been charging tolls on an interim basis as of 1 January 2002 pursuant to Order TGI-3-2001;

WHEREAS on 26 March 2002, Westcoast filed an application for an order pursuant to Part IV of the Act for approval of final tolls for mainline transmission services in Zones 3 and 4 for 2002 and for a methodology for establishing tolls for 2003 using the existing toll design for Transportation-North and Transportation-South services but based on base revenue requirements and adjustments determined in accordance with a Settlement (the Settlement) reached on 17 January 2002 with certain parties;

AND WHEREAS Westcoast's application also incorporates approval of depreciation rates as set out in the application, approval of deferral accounts as set out in the Application and which are required to give effect to the Settlement over the term of the Settlement and disposition of the balances in such deferral accounts from time to time in accordance with the terms of the Settlement, and exemption from the requirement to file annual cost of service forecasts;

AND WHEREAS the tolls for 2002 were determined in accordance with the Settlement;

AND WHEREAS the Board has considered Westcoast's application, including the Settlement, with reference to the Board's *Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs* dated 23 August 1994;

AND WHEREAS the Board consulted with interested parties and it is satisfied that no party opposed the Settlement;

AND WHEREAS the Board is satisfied that Westcoast's tolls for the years 2002 and 2003, calculated in accordance with the Settlement, will be just and reasonable;

IT IS ORDERED THAT:

1. Westcoast shall charge the applied-for tolls for 2002 and shall calculate the tolls for 2003 in accordance with the Settlement;

2. the depreciation rates set out under Tab 4 of the Application are approved for the term of the Settlement;

3. Westcoast shall maintain, for accounting and toll making purposes, the deferral accounts referred to in the Application and which are required to give effect to the Settlement over the term of the Settlement and dispose of the balances in such deferral accounts from time to time in accordance with the terms of the Settlement;

4. Westcoast is exempted from the requirement to file annual cost of service forecasts; and

5. Order TGI-3-2001, which authorized tolls that Westcoast may charge on an interim basis effective 1 January 2002, is revoked and the tolls authorized thereunder are hereby disallowed.

NATIONAL ENERGY BOARD

(signed by)

Michel L. Mantha
Secretary

Appendix I

Amended Application

DUKE ENERGY GAS
TRANSMISSION CANADA
1333 West Georgia Street
Vancouver, BC V6E 3K9

March 26, 2002

Via Fax & Courier

Mr. M.L. Mantha
Secretary
National Energy Board
444 - 7th Avenue S.W.
Calgary, AB
T2P 0X8

Dear Mr. Mantha:

Re: Westcoast Energy Inc. ("Westcoast")
Amended Application for Approval of a Settlement for 2002 and 2003 Tolls

Westcoast encloses for filing pursuant to the National Energy Board's guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs dated August 23, 1994, twenty-five (25) copies of an Amended Application for approval of final tolls effective January 1, 2002. Westcoast has entered into a settlement agreement (the "Settlement") dated January 17, 2002 by which the parties to the Settlement have agreed on the tolls to be charged by Westcoast for mainline transmission services in Zones 3 and 4 for the 12 month period commencing January 1, 2002 and on the methodology for fixing tolls for the 12 month period commencing January 1, 2003. A copy of the Settlement entitled "Agreement dated January 17, 2002 regarding Negotiated Tolls for the Westcoast Mainline System (Zones 3 and 4) for the Period January 1, 2002 to December 31, 2003" is attached to this Amended Application.

Westcoast is serving a copy of this application on interested parties to the RH-2-97 proceeding, all shippers on the Westcoast system and all members of Westcoast's Toll and Tariff Task Force.

Yours truly,

Barry J. Jardine

Barry J. Jardine
Director, Regulatory Services
Phone: (604) 691-5714
Fax: (604) 691-5884

Enclosures (25)

cc: RH-2-97 Interested Parties
All Shippers on the Westcoast Transmission System
All Members of Westcoast's Toll and Tariff Task Force

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act (the "Act") and the Regulations made thereunder;

and

IN THE MATTER OF an Application by Westcoast Energy Inc. ("Westcoast) dated December 13, 2001 pursuant to Part IV of the Act for approval of interim and final tolls commencing January 1, 2002;

and

IN THE MATTER OF an Amended Application by Westcoast dated March 26, 2002 pursuant to Part IV of the Act for approval of final tolls for the 12 month period commencing January 1, 2002 and for approval of a methodology for fixing final tolls for the 12 month period commencing January 1, 2003.

AMENDED APPLICATION

1. Westcoast is a "company" within the meaning of the Act.

2. Westcoast owns and operates a natural gas pipeline system extending from points in the Yukon Territory, the Northwest Territories, the Province of Alberta and the Province of British Columbia to a point on the international boundary between Canada and the United States of America near Huntingdon, British Columbia.

3. Westcoast provides shippers on its pipeline system with raw gas transmission service (Zone 1), treatment service (Zone 2) and mainline transmission service (Zones 3 and 4) in respect of natural gas produced in British Columbia, Alberta, the Yukon Territory and the Northwest Territories.

4. Westcoast's tolls for firm and interruptible raw gas transmission and treatment services in Zones 1 and 2 are determined pursuant to the Framework for Light-Handed Regulation dated March 1998 approved by the Board pursuant to Order TG-4-98 dated June 25, 1998.

5. During the period January 1, 1997 to December 31, 2001 Westcoast's tolls for mainline transmission services in Zone 3 and 4 were determined pursuant to the terms of the Multi-Year Incentive Toll Settlement approved by the Board pursuant to Order TG-3-97 dated August 16, 1997.

6. On December 11, 2001 Westcoast applied to the Board for approval of interim and final tolls for mainline transmission services in Zones 3 and 4 for the period commencing January 1, 2002 and ending December 31, 2002.

7. On December 21, 2001 the Board issued Order TGI-3-2001 directing Westcoast to charge on an interim basis, effective January 1, 2002, the tolls approved by the Board pursuant to Order TG-01-2001.

TOLL SETTLEMENT

8. Westcoast has entered into a settlement agreement (the "Settlement") dated January 17, 2002 with BC Gas Utility Ltd., the Canadian Association of Petroleum Producers, the Export Users Group (comprised of Avista Corporation, Avista Energy, Inc., Avista Energy Canada, Ltd., Cascade Natural Gas Corporation, Northwest Natural Gas Company, and Puget Sound Energy, Inc.), Mirant Canada Energy Marketing, Ltd., the Natural Gas Steering Committee (comprised of the Council of Forest Industries and its member forestry companies, other forest companies, Teck-Comino, Methanex Corporation and other petro-chemical companies), and Unocal Canada Limited, under which the parties to the Settlement have agreed on the tolls to be charged by Westcoast for mainline transmission services in Zones 3 and 4 for the 12 month period commencing January 1, 2002 and on the methodology for fixing tolls for the 12 month period commencing January 1, 2003, as well as certain other matters which are summarized below. A copy of the Settlement is attached to this Amended Application under Tab 1.

9. The parties to the Settlement represent, directly or indirectly, a large proportion of Westcoast's shippers, gas producers and end-use markets. In addition, Westcoast has received indications of support for the Settlement from a significant proportion of its mainline transmission shippers.

Summary of the Toll Settlement

10. The Settlement is essentially an agreement on the methodology to determine the revenue requirement (excluding tax on fuel gas consumed in operations which is collected by way of a commodity toll) to be used to set Westcoast's Zone 3 (Transportation North) and Zone 4 (Transportation South) tolls for each of the years 2002 and 2003. The terms of the Settlement require that the Board approve the Settlement in its entirety and provides that the Settlement is without prejudice to the position of Westcoast or any of the parties or shippers in any regulatory proceeding subsequent to the expiration or termination of the Settlement.

11. Under the Settlement the agreed 2002 base revenue requirement is $242,700,000, subject to the adjustments set out in sections 6, 9(c), 9(f) and 9(g) of the Settlement. The required adjustments have now been made and the final 2002 base revenue requirement under the Settlement is $239,853,000. A work paper showing the calculation of the final 2002 base revenue requirement is attached under Tab 2.

12. Under the Settlement the agreed 2003 base revenue requirement is $244,600,000. This amount will be adjusted at the beginning of 2003 (after 2002 actual results are available) prior to setting final tolls for 2003 to account for any variances in forecasts for 2002 property taxes, NEB cost recovery expense, swing gas costs, discretionary revenue, contract demand allocation units and pipeline integrity costs. Certain other non-routine adjustments described in Appendix A to the Settlement and adjustments due to changes in federal or provincial statutory tax regimes would also be made if applicable. Westcoast will prior to January 1, 2003 request the Board to issue an order making the 2002 transmission tolls interim from January 1, 2003 pending the determination of final 2003 tolls in accordance with the Settlement.

13. Attached under Tab 3 are schedules showing the 2002 net demand tolls, interruptible commodity tolls and demand allocation units based on the final 2002 base revenue requirement of $239,853,000, and the changes from 2001. In calculating the 2002 net demand tolls a credit of $745 thousand has been applied to the base revenue requirement for transmission service provided to Alliance Pipeline Ltd. The existing and applied for demand tolls expressed on a unit basis for 2001, 2002 (final based on the Settlement methodology) and 2003 (illustrative based on the Settlement methodology) are as follows:

Unit Demand Tolls
(cents/Mcf)

Firm Transportation Service	2001[1]	2002	2003
Northern	Blended	Applied for	Illustrative
Long Haul	9	10.2	10.7
Short Haul	0.6	0.7	0.7
Southern			
PNG Delivery Point	6.2	6.1	6.2
Inland Delivery Area	14.8	15.1	15.3
Huntingdon Delivery Area	27.2	27	27.4

Note: (1) The 2001 tolls are a weighted average of the Option A and B tolls in effect in 2001.

14. While Westcoast is at risk over the two year term of the Settlement for its forecast of maintenance capital, adjustments to the 2003 revenue requirement will be made with respect to the revenue requirement impacts associated with variances in the forecasts of compressor replacement capital, expansion capital, shipper requested capital and pipeline integrity capital.

15. The Settlement provides for an overall composite depreciation rate of 2.625 percent in each of 2002 and 2003 compared to the existing composite rate of 1.89 percent. The depreciation expense based on this rate is included in the base revenue requirement in each year. A tabulation of depreciation rates by rate base section and for general plant is attached under Tab 4.

16. The Settlement provides for discretionary revenue sharing of miscellaneous revenue and any interruptible and short term firm service revenue with the first $800 thousand and two thirds of any remainder to the credit of shippers. New services, if any, and the treatment of the associated costs and revenue will be subject to approval of the Westcoast Toll and Tariff Task Force (the "TTTF").

17. In addition to the above items related to the calculation of tolls there are also a number of other commitments in the Settlement. These include (i) the negotiation of a Code of Conduct with respect to affiliates for implementation by July 1, 2002, (ii) the filing of financial reports respecting the Settlement, (iii) the quarterly public disclosure of mainline firm service contracts (subject to an affirmative shipper vote), (iv) the monthly publishing on the Westcoast website of annual contractible and available mainline capacity, and (v) monthly publishing of a detailed report regarding the calculation of fuel ratios. In addition Westcoast will set up a subcommittee of the TTTF to review the variables affecting fuel usage and the implications, if any, on the fuel requirements of firm shippers.

18. The Settlement provides that tolls will be calculated in accordance with the existing toll design for Zones 3 and 4. Westcoast's existing toll design in Zones 3 and 4 incorporates a full fixed/variable rate design by which fixed costs are allocated between Zone 3 - Transportation Service - Northern Long and Short Haul, and Zone 4 - Transportation Southern. Demand tolls for firm service are determined on the basis of the fixed costs by Zone and the sum of the shipper contract demands by Zone. In addition to firm service Westcoast offers interruptible service. The tolls for interruptible winter service (November 1 to March 31) are set at the equivalent of the firm service tolls at a 75 percent load factor and the tolls for interruptible summer service (April 1 to October 31) are set at the equivalent of the firm service toll at a 100 percent load factor.

19. In accordance with the Settlement, Westcoast is applying to the Board for approval to maintain for accounting and toll-making purposes the following cost of service and revenue deferral accounts which are set out in sections 6 and 9 of the Settlement:

Cost of Service Deferral Accounts

- Changes in federal or provincial statutory tax regimes including without limitation the introduction of new taxes, changes in income tax rates, corporate capital tax rates, sales tax rates, and rules and regulations or reassessments.
- Property Taxes
- NEB Cost Recovery Expense
- Swing Gas Costs
- Material changes in costs resulting from changes in legislation, regulations or ordinances or the issuance of orders or directives which results in changes to safety, health or environmental requirements, practices or procedures for Westcoast
- Material changes in costs or revenues resulting from changes in applicable accounting standards of the Canadian Institute of Chartered Accountants
- Material changes in costs resulting from orders or directives issued by a regulatory authority having jurisdiction, including the Board
- The incurrence of uninsured losses, to the extent that the aggregate amount of such losses exceeds $2,000,000 in any year
- Changes in costs resulting from programs implemented or to be implemented by Westcoast, provided that the recovery of such costs is agreed to by the TTTF
- Pipeline Integrity Costs (O&M and capital related)
- Asset divestitures over one year which have the effect of decreasing gross plant in service by an aggregate amount of $30 million for that year

- The Tax Impact as that term is defined in section 9 of the Settlement
- The CCA Forecast as that term is used in section 9 of the Settlement
- The cost of service related to the Compressor Upgrade, T-South Expansion and T-North Expansion projects as provided for in section 9 of the Settlement

Revenue Deferral Accounts

- Contract Demand allocation units
- Discretionary Revenue

Interest on the deferral balances will be calculated monthly based on Westcoast's actual short-term borrowing rate for the month. The year-end deferral balances will be amortized in 2003 together with carrying charges based on Westcoast's actual average short-term borrowing rate for 2002.

20. In Westcoast's submission the tolls and methodology for fixing tolls under the Settlement are just and reasonable and should be approved by the Board. In Westcoast's submission the Settlement is in the public interest:

(a) The Settlement was negotiated at arm's length after extensive negotiations. All parties to the Settlement actively participated in the negotiations and these parties represent, directly or indirectly, a large proportion of Westcoast's shippers, gas producers and end-use markets and includes most if not all of the principle intervenors before the Board in prior Westcoast toll proceedings.

(b) Westcoast has received indications of support for the Settlement from a significant proportion of its mainline transmission shippers.

(c) The Settlement is consistent with the Board's desire to streamline the regulatory process and, to the extent possible, minimize the degree of oversight and burden associated with regulation of companies under the Board's jurisdiction.

(d) The Settlement satisfies the criteria for negotiated settlements set out in the Board's Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs dated August 23, 1994 and the Draft Revised Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic Tolls and Tariffs dated January 30, 2002.

21. In the event any party files an objection to the Settlement Westcoast would request that the Board consider the Settlement as a Contested Settlement under the Board's Draft Revised Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs dated January 30, 2002. In the event the Settlement is contested it will be Westcoast's position that the Settlement should be approved by the Board and made applicable to all shippers, including shippers who may contest the Settlement.

22. The parties to the Settlement have reviewed and concur with this Amended Application.

WHEREFORE WESTCOAST APPLIES FOR an Order or Orders under Part IV of the National Energy Board Act for:

(a) approval of the Settlement Agreement;

(b) approval of the tolls effective January 1, 2002 set out under Tab 3 of this Amended Application, and the methodology for fixing tolls effective January 1, 2003 as set out in the Settlement;

(c) approval of the depreciation rates set out under Tab 4 of this Amended Application;

(d) approval to maintain for accounting and toll making purposes the deferral accounts referred to in paragraph 19 of this Amended Application and which are required to give effect to the Settlement over the term of the Settlement from January 1, 2002 to December 31, 2003 and to dispose of the balances in such deferral accounts from time to time in accordance with the terms of the Settlement; and

(e) exemption from the requirement to file annual cost of service forecasts and an order or directive permitting Westcoast to file quarterly surveillance reports, commencing with the quarter ending March 31, 2002, in a form amended to reflect the provisions of the Settlement and to be settled by the TTTF as provided for in section 12 of the Settlement.

All of which is respectfully submitted.

DATED at the City of Vancouver, in the Province of British Columbia, this 26thday of March 2002.

WESTCOAST ENERGY INC.

Barry J. Jardine
Director, Regulatory Services

All notices and communications in connection with this Application should be directed to:

Mr. Barry J. Jardine
Director, Regulatory Services Westcoast Energy Inc.
1333 West Georgia Street Vancouver, British Columbia V6E 3K9
Telephone: (604) 691-5714
Facsimile: (604) 691-5884

Index

Settlement Agreement ..... Tab 1

Reconciliation of 2002 Base Revenue Requirement ..... Tab 2

Applied for 2002 Tolls ..... Tab 3

Applied for Depreciation Rates ..... Tab 4

Tab 1

Agreement dated January 17, 2002 regarding Negotiated Tolls for the Westcoast Mainline System (Zones 3 and 4) for the Period January 1, 2002 to December 31, 2003

Westcoast and certain parties (the "Parties") have reached this agreement ("Agreement") on the principles for setting tolls and tariffs and certain other matters for the Pipeline Division for the period commencing January 1, 2002 and ending December 31, 2003. The Parties intend that this Agreement will be carried out in good faith.

1. Tolls will be calculated in accordance with the existing toll design for T-North and T-South based on the base revenue requirement and adjustments determined in accordance with this Agreement.

2. Tolls for T-North and T-South for 2002 will be based on a base revenue requirement (excluding motor fuel taxes) of $242,700,000 which amount includes provision for the $1.3M estimated December 31, 2001 debit balance in the "Option A Stub Period" deferral account, a $0.9M Option A non-routine adjustment credit for the 2001 BC corporation capital tax and federal income tax rate adjustments and the forecasted Tax Impact of the Compressor Replacement and T-North Expansion projects (estimated to be a $1.7M reduction in base revenue requirement) (paragraph 9 (c)). This base revenue requirement will be adjusted by the December 31, 2001 balances in the Option B deferral accounts, plus any other 2001 non-routine adjustments.

3. The base revenue requirement includes depreciation expense calculated at the overall rate of 2.625% in 2002 and 2.625% in 2003.

4. The allocation units used to calculate the tolls for 2002 will be the allocation units derived from contracted volumes for T-North and T-South for the year 2002 as at December 1, 2001.

5. The allocation units used to calculate the tolls for 2003 will be the allocation units derived from contracted volumes for T-North and T-South for the year 2003 as at December 1, 2002.

6. Tolls for 2003 will be based on a base revenue requirement (excluding motor fuel taxes) of $244,600,000 adjusted as follows:

   Non-Routine Adjustments

   - The base revenue requirement to derive the tolls for 2003 will be adjusted by any non-routine adjustments in 2002. In addition all non-routine adjustments that Westcoast and the Parties, acting reasonably, agree are likely to re-occur in 2003 will be applied to adjust the base revenue requirement for 2003. Any non-routine adjustments that occur once tolls for 2003 are set which have not been accounted for will be deferred for disposition in the period post 2003. The circumstances qualifying as non-routine adjustments are set out in Appendix A to this Agreement.

Property Tax

- Property Tax will be treated on a flow-through basis. For 2002 a property tax estimate of $41,600,000 is included in the base revenue requirement. For 2003 a property tax estimate of $42,000,000 is included in the base revenue requirement. Any variance from the estimate will be deferred to the subsequent year for disposition to the shippers' account.

Regulatory Costs (NEB Cost Recovery)

- Regulatory Costs (NEB Cost Recovery) will be treated on a flow-through basis. For 2002 a regulatory cost estimate of $630,000 is included in the base revenue requirement. For 2003 a regulatory cost estimate of $644,000 is included in the base revenue requirement. Any variance from the estimate will be deferred to the subsequent year for disposition to the shippers' account.

Swing Gas Costs

- For each of 2002 and 2003, $500,000 of swing gas costs is included in the base revenue requirement. Any variance below the estimate will be deferred to the subsequent year for disposition to the shippers' account.

- For swing gas costs in excess of the $500,000 annual level Westcoast will provide the Toll and Tariff Task Force ("TTTF") notice of this event and bring justification to the TTTF for approval of the disposition of the related deferral of costs to shippers' account in the subsequent year. In the event the TTTF does not approve the disposition Westcoast will have the right to apply to the National Energy Board ("NEB") to have the costs included in the subsequent year for disposition to the shippers' account. The test before the TTTF and the NEB will be whether Westcoast, operating in a manner consistent with the provisions of its tariff, was prudent in its actions to incur the excess annual swing gas costs to maintain operating pressures and line pack within a reasonable range in order to preserve system operating integrity.

- The issue of accountability for swing gas costs incurred following the term of this Agreement will be resolved through Westcoast's BOSI process.

Taxes

- Changes in federal or provincial statutory tax regimes including, without limitation, the introduction of new taxes, changes in income tax rates, corporate capital tax rates, sales tax rates, and rules and regulations or reassessments will be treated on a flow-through basis. Any resulting variance will be deferred to the subsequent year for disposition to the shippers' account.

Discretionary Revenue Sharing

- In each year, discretionary revenue from IT, STFS, and existing miscellaneous operating services up to $800,000 and two thirds of any remaining discretionary revenue from these services will be to the account of shippers with any positive (negative) difference from the forecast used to adjust downward (upward) the subsequent year's base revenue requirement. Any remaining discretionary revenue from IT, STFS, and existing miscellaneous operating services will be to Westcoast's account. The forecast of discretionary revenue from IT, STFS, and existing miscellaneous operating for each year is $2,400,000. The shippers' share of discretionary revenue based on the forecast is included as a credit in the base revenue requirement for each of 2002 and 2003.

  New services and the treatment of the associated revenue will be subject to approval of the Westcoast TTTF.

Allocation Units (AU) Adjustment

- If the actual AU for 2002 are greater or less than the AU used to derive 2002 tolls the corresponding amount of toll revenue will be subtracted from or added to the base revenue requirement for 2003.

- If the actual AU for 2003 are greater or less than the AU used to derive 2003 tolls the corresponding amount of revenue will be deferred for disposition in the period post 2003.

7. Motor fuel taxes will be charged in accordance with the existing methodology.

8. Total maintenance capital expenditures (excluding any expansion capital, compressor replacement capital and shipper requested capital such as meter stations) are estimated to be $113 million over the two years of this Agreement. Except as provided for in Appendix A the base revenue requirement will not be adjusted for any variance between actual maintenance capital expenditures and the $113 million estimate over the two years. For the purpose of this Agreement, the Deferred Income Tax account, which serves as credit to Rate Base, will not be drawn down during the term of the Agreement.

9. The base revenue requirement and tolls for each of 2002 and 2003 will be adjusted for any expansion that is approved on a rolled-in basis, as well as for any compressor replacements or shipper requested capital that goes into service during the Agreement period. Specific mechanisms for this adjustment include the following:

   (a) AFUDC Rate

   There will be an interim AFUDC rate. The interim AFUDC rate will be based on a 70% debt, 30% equity deemed capital structure. The interim AFUDC rate will be determined based on a cost of debt equivalent to that in Westcoast's rate case filing for the period commencing January 1, 2002 and on a cost of equity as determined by the National Energy Board's formula arising out of RH-2-94. On or before November 30, 2002 Westcoast and the Parties will

negotiate a return on common equity to be used to calculate final AFUDC rates, subject to NEB approval, for 2002 and 2003. In the event Westcoast and the Parties cannot agree on a return on common equity rate to be used to calculate final AFUDC rates for 2002 and 2003 the matter will be referred to the National Energy Board for determination. For 2003 Westcoast will estimate the cost of debt rate on an equivalent basis as in the rate case filing, such rate to be used to determine the final AFUDC rate for 2003.

(b) 2002 CWIP Adjustment

After the AFUDC rate is finalized in November 2002, Westcoast will adjust its CWIP for any difference between the interim and final AFUDC rate from January 1, 2002.

(c) 2002 Tax Impact

Westcoast will forecast the 2002 (i) AFUDC interest deduction; (ii) BC corporation capital tax; and (iii) large corporation capital tax (collectively the "Tax Impact") for the Compressor Upgrade and the T-North Expansion projects and adjust the 2002 base revenue requirement when it finalizes its 2002 tolls. The preliminary forecast of $1.7M is included in the base revenue requirement in paragraph 2.

(d) 2003 Tax Impact

Westcoast will forecast the 2003 Tax Impact for the Compressor Upgrade, the T-South Expansion and the T-North Expansion projects in November 2002 and adjust the 2003 base revenue requirement. The base revenue requirement in 2003 will also be adjusted for any forecasted 2002 Tax Impact which arises from the T-South Expansion project.

(e) Adjustment of Tax Impact Forecast

In November 2002 Westcoast will update the forecast of expenditures and update the Tax Impact forecast for the Compressor Upgrade and the T-North Expansion projects. Any difference between the updated forecast and the forecast used in the calculation of the 2002 base revenue requirement will be carried forward to 2003. Any difference between the forecast and actual Tax Impact for 2003 related to the Compressor Upgrade, the T-South Expansion and the T-North Expansion projects will be carried forward to 2004.

(f) Adjustment of CCA Forecast for 2002 and 2003

Westcoast expects the T-North Expansion project to be in service in 2002. In finalizing the 2002 tolls and adjusted base revenue requirement Westcoast will forecast the CCA (if any) available from this project and adjust the base revenue requirement accordingly. Any difference between the forecast and actual CCA for 2002 related to the T-North Expansion project will be carried forward for adjustment in 2003.

Westcoast expects both the Compressor Upgrade and T-South Expansion projects to be in service in 2003. In finalizing the 2003 tolls and adjusted base revenue requirement Westcoast will forecast the CCA (if any) available from these projects and adjust the base revenue

requirement accordingly. Any difference between the forecast and actual CCA for 2003 related to the Compressor Upgrade and the T-South Expansion projects will be carried forward for adjustment in 2004.

(g) Adjustment of Base Revenue Requirement for 2002 and 2003 related to placing projects in service

In addition to the CCA forecast adjustment for 2002 in paragraph 9(f), Westcoast, in finalizing the base revenue requirement for 2002 will make an adjustment for the T-North Expansion project for costs (O&M, taxes, depreciation, return on rate base) and revenue post the in-service date based on the forecast final cost, the forecast in-service date and using the interim AFUDC rate as the return on rate base. Any difference between the forecast impact on the 2002 base revenue requirement and the actual impact as a result of differences in the interim and final AFUDC rate, the forecast final cost or the in-service date of the Compressor Upgrade and the T-South Expansion projects will be carried forward to 2003.

In addition to the CCA forecast adjustment for 2003 in paragraph 9(f), Westcoast, in finalizing the base revenue requirement for 2003 will make an adjustment for the Compressor Upgrade and T-South Expansion projects for costs (O&M, taxes, depreciation, return on rate base) and revenue post the in-service date based on the forecast final cost, the forecast in-service date and using the agreed 2003 AFUDC rate as the return on rate base. Any difference between the forecast impact on the 2003 base revenue requirement and the actual impact as a result of differences in the forecast final cost or the in-service date of the Compressor Upgrade and the T-South Expansion projects will be carried forward to 2004.

10. Westcoast and the Parties will in good faith negotiate a Code of Conduct with respect to Westcoast Pipeline Division's dealings with its affiliates for implementation by July 1, 2002.

11. Mainline reliability targets will continue to be 100% of nominated Contract Demand (CD) from November 1 to March 31 and 91% of nominated CD from April 1 to October 31.

12. Westcoast will file surveillance and other reports in accordance with NEB requirements, plus reporting of all adjustments to the base revenue requirement and tolls.

13. To help develop an efficient marketplace for natural gas and transmission service for the supply and market areas it serves, Westcoast will, subject to an affirmative vote in each zone of 50 percent of its mainline transmission system firm shippers by number and 67% of its mainline transmission system firm shippers by volume, provide quarterly public disclosure of the mainline transmission system firm contracts in that zone, broken down by month, held by shippers on its system. At a minimum, details will include: Contract Demand volume, receipt and delivery points, type of service and term of contract. If requested by a shipper, the identity of that shipper could be withheld for up to two reporting periods to protect negotiating positions.

Westcoast will also publish on its website monthly estimates of annual contractible capacity and available capacity by segment on its mainline transmission system and continue to publish any factors or conditions that could affect the availability of capacity. Westcoast will make such

information available on its website upon approval by the National Energy Board of this Agreement.

14. Westcoast will set up a subcommittee of the TTTF to review the variables affecting fuel usage and the implications, if any, on the fuel requirements of firm shippers. In addition, Westcoast will provide shippers with a monthly detailed report regarding the calculation of the fuel ratio for the coming month and a review of the actual fuel ratio for the previous month.

15. [intentionally left blank]

16. In the event of any dispute under this Agreement, including a dispute respecting the determination of tolls and a dispute respecting the application of this Agreement, Westcoast and the Parties will in good faith attempt to resolve the dispute. If a satisfactory resolution cannot be achieved within 30 days, Westcoast or any of the Parties or shippers may file an application with the Board requesting the Board to adjudicate the matter in dispute. Any such application must also contain a request that the Board deal with the matter in dispute on an expedited basis and may contain a request that tolls be made interim pending the Board's decision with respect to the matter.

17. This Agreement is subject to regulatory approval and if this Agreement is not approved in its entirety by the NEB or if this Agreement is subsequently materially varied by the NEB during the term, this Agreement will terminate.

18. If determined on a simple majority basis by votes of the Westcoast Tolls and Tariff Task Force an independent compliance audit will be conducted in 2004 with respect to the determination of final tolls under this Agreement for 2002 and 2003. The full cost of the audit will be recovered through tolls on a flowthrough cost basis.

19. This Agreement is the result of negotiations and Westcoast and the Parties have entered into this Agreement on the understanding that no single component of this Agreement is to be construed as representing the position of Westcoast or any Party on the appropriate tolls that would be obtained in the absence of this Agreement. Westcoast and the Parties intend that this Agreement be viewed as a whole, and that no aspect of this Agreement should be considered as acceptable to Westcoast or any of the Parties in isolation from all other aspects of this Agreement. This Agreement does not prejudice the position of Westcoast or any of the Parties in any regulatory proceeding subsequent to the expiration or termination of this Agreement. If a settlement or agreement is not negotiated or approved for the period after December 31, 2003, Westcoast will file a full toll application for the period after December 31, 2003.

20. Westcoast will, as soon as practicable, prepare an application to the National Energy Board to give effect to the terms and conditions of this Agreement and to make the required consequential amendments to Westcoast's December 13, 2001 Rate Application. The application will address the manner to give effect as soon as possible through interim and final tolls to this Agreement. Westcoast will consult with and provide the Parties with the opportunity to review and comment on the application with the intention that Westcoast and the Parties will agree on the form and content of the application prior to filing with the National Energy Board.

21. [intentionally left blank]

22. Westcoast and each Party will do all such further acts and things as may be reasonably necessary to give full effect to the intent and meaning of this Agreement.

23. This Agreement is subject to the approval of the Westcoast Board of Directors.

The undersigned accept that the foregoing principles establish the basis on which Westcoast's Zone 3 and Zone 4 tolls will be calculated for the period January 1, 2002 to December 31, 2003.

Westcoast Energy Inc.

- Canadian Association of Petroleum Producers
- Natural Gas Steering Committee
- Export Users Group
- BC Gas Utility Ltd.
- Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.
- Unocal Canada Limited

Illustrative Tolls
Cents/mcf

	2001 Blended Option A & B	2002 Illustrative	2003 Illustrative
T-North Longhaul	9	10.5*	10.7**
T-South PNG	6.2	6.1	6.2
T-South Inland	14.8	15.2***	15.3***
Huntingdon Pool	27.2	27.2	27.5
Total (T-N + HPool)	**36.2**	**37.7**	**38.2**

*Decontracting impact included in toll is 0.9 cents [note: includes the forecasted impact of the T-North Expansion project in accordance with paragraph 9.]

**Decontracting impact included in toll is 1.2 cents [note: the allocation units for 2003 exclude the T-North expansion allocation units as costs and revenues are not included as costs have not yet been estimated. These adjustments will be made for 2003 at the end of 2002 in accordance with paragraph 9.]

***Reflects 2000/2001 Load Centre

Appendix A: NON-ROUTINE ADJUSTMENTS

Each of the following circumstances will constitute a non-routine adjustment in respect of the determination of the base revenue requirement for the tolls:

(a) material changes in costs resulting from changes in legislation, regulations or ordinances or the issuance of orders or directives which result in changes to safety, health or environmental requirements, practices or procedures for Westcoast;

(b) material changes in costs or revenues resulting from changes in applicable accounting standards of the Canadian Institute of Chartered Accountants;

(c) material changes in costs resulting from orders or directives issued by a regulatory authority having jurisdiction, including the National Energy Board;

(d) the incurrence of uninsured losses, to the extent that the aggregate amount of such losses exceeds $2,000,000 in any Year;

(e) changes in costs resulting from programs related to pipeline integrity including but not restricted to stress corrosion cracking, corrosion and pipeline re-coating necessary to address existing, new or unanticipated pipeline integrity issues, to the extent that the O&M cost of such programs differs from $9,000,000 in 2002 and $9,000,000 in 2003 and the capital costs of such programs differs from $11,000,000 in 2002 and $13,100,000 in 2003.

(f) changes in costs resulting from programs implemented or to be implemented by Westcoast, provided that the recovery of such costs is agreed to by the Westcoast Tolls and Tariff Task Force.

(g) asset divestitures over one year, which have the effect of decreasing gross plant in service by an aggregate amount of $30 million for that year.

Tab 2

RECONCILIATION OF THE 2002 FINAL BASE REVENUE REQUIREMENT
($000s)

Line No	Particulars	2000 Test Year
1	2002 Base Revenue Requirement (Excluding Motor Fuel Taxes) (Note 1)	242,700
Option A and B Adjustments:		
2	Base Revenue Sharing (BRS)	(913)
3	Property Tax Adjustment(PTA)	219
4	Forecast of Income and Capital Tax Expense(FTE)	(497)
5	Base Discretionary Revenue(BDR)	(251)
6	Net Excess Discretionary Revenue(NEDR)	(1,261)
7	Contract Demand Volumes (CDV) - Option B	(748)
8	Non-Routine Adjustment (TRNRA) - (Note 2)	604
9	Total Option A and B Adjustments	(2,847)
10	2002 Final Base Revenue Requirement (Excluding Motor Fuel Taxes)	239,853

Notes:

1. 2002 Base Revenue Requirement of $242,700 includes the following
   - $1.3 million December 31, 2001 Debit balance in the "Option A Stub Period" deferral account,
   - $0.9 million Option A non-routine adjustment credit for the 2001 BC Corporate Capital Tax and Federal Income Tax rate adjustments, and
   - $1.7 million reduction in Base Revenue Requirement for the forecasted Tax Impact of the Compressor Replacement and T-North Expansion projects (To be updated in the 2003 tolls calculations).
   These are unchanged from the Settlement 2002 Base Revenue Requirement.

2. Non-Routine Adjustments represents the deferral between the forecast and actual Pipeline Integrity Costs in 2001.

3. Totals may not add due to computer rounding

Tab 3

Actual 2001 and Applied for 2002 Firm Demand Tolls ($/10³m³/mo.)*

Service	2001		2002 (applied for)
	Option A	Option B	
Transportation Service - Northern			
Short Haul	6.58	6.98	7.64
Long Haul	94.80	100.56	110.04
Transportation Service - Southern			
PNG Delivery Point	66.87	64.20	65.59
Inland Delivery Area	162.19	152.29	161.74
Huntingdon Delivery Area	295.42	283.73	289.79

* plus the amount of tax on fuel gas consumed in operations payable by Westcoast under the Motor Fuel Act (British Columbia) allocated to shipper for each day in the month

Actual 2001 and Applied for 2002 Interruptible Commodity Tolls ($/10³m³/mo.)*

Service	2001		2002 (applied for)	
	Summer	Winter	Summer	Winter
Transportation Service - Northern				
Short Haul	0.230	0.306	0.251	0.335
Long Haul	3.306	4.408	3.618	4.824
Transportation Service - Southern				
PNG Delivery Point	2.111	2.814	2.156	2.875
Inland Delivery Area	5.007	6.676	5.317	7.090
Huntingdon Delivery Area	9.328	12.438	9.527	12.703

* plus the amount of tax on fuel gas consumed in operations payable by Westcoast under the Motor Fuel Act (British Columbia) allocated to shipper for each day in the month

Demand Allocation Units ($10^3m^3/d$) Used to Determine Tolls

Service	2001	2002 Forecast
Transportation Service - Northern		
Short Haul	12,219	12,487
Long Haul	51,550	50,895
Transportation Service - Southern		
PNG Delivery Point	3,062	3,084
Inland Delivery Area	4,440	4,793
Huntingdon Delivery Area	41,986	45,731

Reconciliation of Revenue Requirement to 2002 Tolls

	Allocation Units 10^3m^3/day	Toll $/$10^3m^3$/mo.	Revenue Calc (,000)	Revenu Req Check (,000)
TNSH	12,487	7.64	1,145	
TNLH	50,895	110.04	67,205	
T-North			68,350	68,350
PNG	3,084	65.59	2,427	
Inland	4,793	161.74	9,303	
Huntingdon	45,731	289.79	159,028	
T-South			170,758	170,758
Total			239,108	239,108
Alliance Pipeline Toll Revenue			745	745
2002 Revenue Requirement per Reconciliation of Final Base Revenue Requirement (Tab 2)			239,853	239,853

Tab 4

Transmission - 2002 and 2003 Test Year Depreciation Rates

($000s)

Line No.		Rate Base Section	Gross Plant 31-Dec-00	Accumulated Depreciation 31-Dec-00	Net Plant	Reserve Life Index Years	Amount	Settlement Depreciation Rates %	Currently Approved Depreciation Rates %
			(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
	RB 1	MIL. Station 2 to Huntingdon							
1		a) Obsolete Equipment	79,566	(42,843)	36,723	10.0	3,672	4.62	3.70
2		b) Balance	905,782	(269,092)	636,690	35.1	18,149	2.00	1.50
3			985,348	(311,935)	673,413		21,822	2.21	1.53
	RB 2 & 2A	FN mainline & Aitken Transmission							
4		a) Obsolete Equipment	0	0	0	10.0	0	-	3.60
5		b) Balance	256,408	(65,208)	191,200	29.5	6,492	2.53	1.50
6			256,408	(65,208)	191,200		6,492	2.53	1.57
7	RB 7	M/L. Station 1 to 2	58,641	(19,319)	39,322	40.0	983	1.68	1.50
8	RB 10A	16" Pipeline System	14,606	(8,303)	6,303	19.6	322	2.21	1.40
9	RB 10B & 12	26" Pipeline System	12,701	(6,188)	6,513	40.0	163	1.28	1.40
10	RB 13C	Grizzly Transmission System	14,013	(5,910)	8,103	28.4	285	2.04	1.40
11	RB 14B	Sikanni Pipeline & Meter Station	6,400	(3,792)	2,608	19.2	136	2.13	6.10
12	RB 15	Alces Pipeline & Meter Station	684	(597)	87	19.6	4	0.65	9.20
13	Subtotal		1,348,801	(421,252)	927,549		30,208	2.24	1.56
14	Misc.	(a) Franchises and Consents	132	(132)	0		4	3.40	1.80
15		(b) Intangible	1	0	1		0	-	-
16		(c) Other Structures	1,969	(613)	1,356		67	3.40	1.80
17	Subtotal		2,102	(745)	1,357		71	3.40	1.80
18	General Plant	482-31 – Structures	3,461	(1,026)	2,435		118	3.40	3.20
19		482-32 – Leaseholds	3,124	(3,023)	101		312	10.00	10.00
20		482-33 – Houses	1,050	(1,050)	0		26	2.50	2.50
21		483-30 – Computer Equipment	19,911	(11,033)	8,878		3,982	20.00	15.40
22		483-37 – Office Furniture	2,519	(1,029)	1,490		126	5.00	5.00
23		484-34 – Transportation under 5 tonnes	4,290	(3,678)	612		699	16.30	17.00
24		484-35 – Transportation over 5 tonnes	1,096	(908)	188		77	7.00	6.50
25		485 – Heavy Work Equipment	5,299	(3,318)	1,981		249	4.70	5.70
26		486 – Tools and Work Equipment	7,944	(7,944)	0		397	5.00	10.00
27		488 – Communications Equipment	6,179	(6,179)	0		618	10.00	10.00
28		489 – Other Equipment	723	(341)	382		36	5.00	5.00
29	Subtotal		55,596	(39,529)	16,067		6,641	11.94	9.81
30	Transmission Composite Rate		1,406,499	(461,526)	944,973		36,920	2.625	1.890

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Décision et ordonnance

Westcoast Energy Inc.

Règlement visant les droits de 2002-2003

Septembre 2002

Droits

Office national de l'énergie

Décision et ordonnance

Relativement à

Westcoast Energy Inc.

Règlement visant les droits de 2002-2003

Septembre 2002

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-5/200-1F
ISBN 0-662-87744-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-5/2002-1E
ISBN 0-662-32816-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

1. **Contexte et aperçu de la demande** 1

2. **Décision de l'ONÉ** 3

3. **Ordonnance TG-2-2002** 5

Liste des annexes

I Demande modifiée 7

Chapitre 1

Contexte et aperçu de la demande

En mai 1997, Westcoast Energy Inc., maintenant exploitée sous la raison sociale Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast), a conclu avec ses expéditeurs un règlement pluriannuel avec droits incitatifs portant sur les droits qui s'appliqueraient pendant la période allant de 1997 à 2001. Suivant les modalités du règlement, les expéditeurs utilisant les services de Transport Nord (T-Nord) et de Transport Sud (T-Sud) avaient le choix de payer des droits fixes pendant une période de cinq ans (droits afférents à l'option A) ou, alors, de payer des droits qui seraient calculés chaque année selon une méthode prescrite (droits afférents à l'option B). En août 1997, l'Office national de l'énergie (l'Office) a diffusé la décision RH-2-97 et rendu l'ordonnance sur les droits TG-3-97 connexe, par laquelle il approuvait le règlement et la méthode de conception des droits sur laquelle il reposait.

En mai 2001, Westcoast a entamé des discussions avec ses parties intéressées en vue de conclure un règlement négocié sur les droits qui s'appliquerait après le 31 décembre 2001.

Le 13 décembre 2001, bien qu'elle espérait toujours pouvoir conclure un nouveau règlement négocié, Westcoast a déposé une demande pour faire approuver ses droits provisoires et définitifs de 2002, lesquels étaient calculés en fonction du coût du service et de la méthode de conception des droits qui étaient en vigueur avant 1996, c'est-à-dire avant l'approbation du règlement portant de 1997 à 2001.

Le 21 décembre 2001, l'Office a rendu l'ordonnance sur les droits provisoires TGI-3-2001, qui prescrivait que les droits définitifs de 2001 seraient perçus, à titre de droits provisoires, à compter du 1er janvier 2002. Cependant, l'Office a approuvé ces droits sous réserve de leur réexamen après la réception de commentaires des parties intéressées concernant leur à-propos comme droits provisoires. Le 24 janvier 2002, après avoir étudié les commentaires présentés, l'Office a décidé que l'ordonnance sur les droits provisoires TGI-3-2001 convenait encore.

Le 26 mars 2002, Westcoast a modifié sa demande en date du 13 décembre 2001 et a prié l'Office d'approuver les droits qu'elle pourrait exiger pour les services de transport T-Nord et T-Sud en 2002 ainsi qu'une méthode à utiliser pour l'établissement de droits similaires en 2003, laquelle méthode était détaillée dans un règlement joint à sa demande, qui avait été conclu avec certaines parties intéressées le 17 janvier 2002. Suivant ce règlement, les droits de chaque année seraient établis à l'aide de la méthode de conception des droits des services T-Nord et T-Sud qui était en vigueur pendant la période de 1997 à 2001. De plus, les droits seraient calculés en fonction d'un montant global de besoins en recettes de base convenu pour chaque année et de certains rajustements prévus dans le règlement.

Le 18 avril 2002, conformément aux *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, publiées le 23 août 1994, l'Office a invité les parties intéressées à lui communiquer leurs commentaires sur le règlement. L'Office a reçu des lettres en faveur de l'approbation du règlement de la part de trois parties et des répliques de la part de Westcoast.

Le 23 mai 2002, l'Office a examiné la demande modifiée de Westcoast datée du 26 mars 2002 et a approuvé les droits proposés pour 2002 de même que la méthode d'établissement des droits proposée

pour 2003. Dans une lettre datée du 23 mai 2002, l'Office a diffusé sa décision et l'ordonnance sur les droits TG-2-2002 connexe.

La décision de l'Office en date du 23 mai 2002, l'ordonnance sur les droits TG-2-2002 et la demande de Westcoast datée du 26 mars 2002 (accompagnée du règlement) sont présentées ici à titre de documentation.

Chapitre 2

Décision de l'ONÉ

Dossier : 4200-W005-14
Le 23 mai 2002

M. Barry Jardine
Directeur, Affaires réglementaires
Duke Energy Gas Transmission Canada
1333, rue Georgia Ouest
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6E 3K9
Télécopieur : (604) 691-5884

Westcoast Energy Inc. (Westcoast), exploitée sous la raison sociale
Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast)
Demande modifiée en vue de l'approbation d'un règlement visant les droits de 2002 et 2003

Monsieur,

Dans une demande en date du 26 mars 2002, Westcoast a prié l'Office national de l'énergie (l'Office) d'approuver les droits définitifs qu'elle pourra exiger pour les services de transport offerts sur sa canalisation principale en 2002 dans les zones 3 et 4, ainsi qu'une méthode d'établissement des droits de 2003, exposée dans un règlement joint à la demande et conclue avec certaines parties le 17 janvier 2002.

Le demandeur a signifié une copie de sa demande à tous les expéditeurs utilisant son réseau ainsi qu'aux membres de son Groupe de travail sur les droits et le tarif. Le 18 avril 2002, l'Office a institué une procédure par voie de mémoires concernant l'examen de la demande, dans le cadre de laquelle il a sollicité les commentaires des parties intéressées, y compris Westcoast.

L'Office a reçu des lettres d'appui au règlement de la part de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, du Groupe des utilisateurs du marché de l'exportation et du Comité directeur du gaz naturel. L'Office a également reçu de Westcoast des commentaires dans lesquels celle-ci affirmait ne pas être au courant d'une opposition quelconque au règlement et demandait que l'Office approuve le règlement conformément aux Lignes directrices, sans qu'il soit nécessaire de tenir une audience publique.

L'Office est convaincu que toutes les parties intéressées par les droits de Westcoast ont eu l'occasion de faire connaître leurs observations sur la demande de Westcoast visant à faire approuver le règlement proposé et les droits s'y rattachant.

Au cours de l'examen de la demande, l'Office a tenu compte notamment du fait que le règlement prévoit que les droits exigibles chaque année seront établis en fonction de la méthode de conception des droits en vigueur pour les services de transport T-Nord et T-Sud, des niveaux d'augmentation des besoins en recettes de base et de la démarche que Westcoast a adoptée pour parvenir à la conclusion du règlement.

Compte tenu de ce qui précède, et conformément aux *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, publiées le 23 août 1994, l'Office a décidé d'approuver ce qui suit :

- le règlement;
- les droits exigibles à compter du 1er janvier 2002, précisés sous l'onglet 3 de la demande modifiée de Westcoast datée du 26 mars 2002 (la demande), ainsi que la méthode d'établissement des droits exigibles à compter du 1er janvier 2003, telle qu'elle est exposée dans le règlement;
- les taux d'amortissement, indiqués sous l'onglet 4 de la demande;
- les comptes de report aux fins de comptabilité et de tarification qui sont nécessaires pour donner effet au règlement, tel qu'indiqué au paragraphe 19 de la demande, ainsi que l'élimination des soldes desdits comptes de report, selon les besoins, conformément aux dispositions du règlement;
- une exemption des exigences relatives au dépôt des prévisions annuelles du coût du service.

Westcoast a également demandé que l'Office, par voie d'ordonnance ou de directive, lui permette de déposer ses rapports de surveillance trimestrielle, à compter du trimestre se terminant le 31 mars 2002, sous une forme modifiée traduisant les dispositions du règlement, qui sera déterminée par son Groupe de travail sur les droits et le tarif (GTDT). À cet égard, l'Office s'attend à ce que Westcoast se conforme aux paragraphes 1 à 7 de la partie XI des *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED) ou, dans l'éventualité où il serait expressément convenu d'une autre formule de déclaration avec le GTDT, que Westcoast dépose les données de surveillance trimestrielle sous la forme convenue, dans la mesure où celle-ci satisfait aux exigences du paragraphe 8 de la partie XI des DED.

Vous trouverez sous pli l'ordonnance TG-2-2002 donnant effet aux décisions énoncées ci-dessus.

Westcoast est priée de signifier immédiatement une copie de la présente lettre et de l'ordonnance aux parties intéressées de l'instance RH-2-97, aux membres de son Groupe de travail sur les droits et le tarif, ainsi qu'aux expéditeurs utilisant son réseau.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire,

(signé)

Michel L. Mantha

p.j.

Chapitre 3

Ordonnance TG-2-2002

ORDONNANCE TG-2-2002

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande modifiée, en date du 26 mars 2002, que Westcoast Energy Inc., exploitée sous la raison sociale Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast), a présentée aux termes de la partie IV de la Loi pour faire approuver les droits définitifs qu'elle pourra exiger à compter du 1er janvier 2002, une méthode d'établissement des droits exigibles en 2003 ainsi que certaines méthodes de traitement comptable; demande déposée auprès de l'Office sous les dossiers 4200-W005-14 et 4400-W005-9.

DEVANT l'Office, le 23 mai 2002.

ATTENDU QUE Westcoast facture des droits, à titre provisoire, depuis le 1er janvier 2002, conformément à l'ordonnance TGI-3-2001;

ATTENDU QUE, dans une demande déposée le 26 mars 2002, Westcoast a sollicité une ordonnance aux termes de la partie IV de la Loi visant à approuver les droits définitifs qu'elle pourra exiger pour les services de transport offerts sur sa canalisation principale en 2002 dans les zones 3 et 4, ainsi qu'une méthode d'établissement des droits de 2003 qui est inspirée de la méthode de conception des droits en vigueur pour les services de transport T-Nord et T-Sud, mais fondée sur des besoins en recettes de base et des ajustements déterminés en fonction d'un règlement conclu avec certaines parties le 17 janvier 2002;

ATTENDU QUE la demande de Westcoast vise également à faire approuver les taux d'amortissement précisés dans la demande, les comptes de report définis dans la demande, qui sont nécessaires pour donner effet au règlement pendant sa période de validité, l'élimination des soldes desdits comptes de report, selon les besoins, conformément aux modalités du règlement, ainsi qu'une exemption des exigences relatives au dépôt de prévisions annuelles du coût du service;

ATTENDU QUE les droits de 2002 ont été déterminés conformément au règlement;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande de Westcoast, y compris le règlement, à la lumière des *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, publiées le 23 août 1994;

ATTENDU QUE l'Office a consulté les parties intéressées et qu'il a établi à sa satisfaction qu'aucune partie n'est opposée au règlement;

ATTENDU QUE l'Office est convaincu que les droits que Westcoast prévoit exiger en 2002 et 2003, calculées suivant les modalités du règlement, seront justes et raisonnables;

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. Westcoast facture les droits prévus dans sa demande en 2002 et calcule les droits exigibles en 2003 conformément aux modalités du règlement;

2. les taux d'amortissement précisés sous l'onglet 4 de la demande soient approuvés pour toute la période de validité du règlement;

3. Westcoast tienne, aux fins de comptabilité et de tarification, les comptes de report mentionnés dans sa demande, qui sont nécessaires pour donner effet au règlement pendant la période de validité de ce dernier, et élimine les soldes desdits comptes de report, selon les besoins, conformément aux modalités du règlement;

4. Westcoast soit exemptée des exigences relatives au dépôt de prévisions annuelles du coût du service;

5. l'ordonnance TGI-3-2001, autorisant les droits que Westcoast pouvait exiger à titre provisoire à compter du 1er janvier 2002, soit révoquée et que les droits autorisés en vertu de cette ordonnance soient annulés.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

(signé)

Michel L. Mantha

Annexe I

Demande modifiée

Duke Energy Gas Transmission

DUKE ENERGY GAS
TRANSMISSION CANADA
1333 West Georgia Street
Vancouver, BC V6E 3K9

March 26, 2002

Via Fax & Courier

Mr. M.L. Mantha
Secretary
National Energy Board
444 - 7th Avenue S.W.
Calgary, AB
T2P 0X8

Dear Mr. Mantha:

Re: Westcoast Energy Inc. ("Westcoast")
Amended Application for Approval of a Settlement for 2002 and 2003 Tolls

Westcoast encloses for filing pursuant to the National Energy Board's guidelines for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariffs dated August 23, 1994, twenty-five (25) copies of an Amended Application for approval of final tolls effective January 1, 2002. Westcoast has entered into a settlement agreement (the "Settlement") dated January 17, 2002 by which the parties to the Settlement have agreed on the tolls to be charged by Westcoast for mainline transmission services in Zones 3 and 4 for the 12 month period commencing January 1, 2002 and on the methodology for fixing tolls for the 12 month period commencing January 1, 2003. A copy of the Settlement entitled "Agreement dated January 17, 2002 regarding Negotiated Tolls for the Westcoast Mainline System (Zones 3 and 4) for the Period January 1, 2002 to December 31, 2003" is attached to this Amended Application.

Westcoast is serving a copy of this application on interested parties to the RH-2-97 proceeding, all shippers on the Westcoast system and all members of Westcoast's Toll and Tariff Task Force.

Yours truly,

Barry J. Jardine

Barry J. Jardine
Director, Regulatory Services
Phone: (604) 691-5714
Fax: (604) 691-5884

Enclosures (25)

cc: RH-2-97 Interested Parties
All Shippers on the Westcoast Transmission System
All Members of Westcoast's Toll and Tariff Task Force

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi ») et à ses règlements d'application;

- et -

RELATIVEMENT À une demande en date du 13 décembre 2001 que Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») a présentée en vue d'obtenir l'approbation des droits provisoires et définitifs qu'elle pourra exiger à compter du 1er janvier 2002, suivant la partie IV de la Loi;

- et -

RELATIVEMENT À une demande modifiée en date du 26 mars 2002 que Westcoast a présentée en vue d'obtenir l'approbation des droits définitifs qu'elle pourra exiger pour la période de douze (12) mois commençant le 1er janvier 2002 et l'approbation d'une méthode de conception de ces droits pour la période de douze (12) mois commençant le 1er janvier 2003, suivant la partie IV de la Loi.

DEMANDE MODIFIÉE

1. Westcoast est une « compagnie » au sens de la Loi.

2. Westcoast possède et exploite un réseau de gazoducs qui traverse en divers points le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, l'Alberta et la Colombie-Britannique pour aboutir à un point de la frontière internationale qui sépare le Canada des États-Unis situé près de Huntingdon, en Colombie-Britannique.

3. Westcoast fournit aux expéditeurs qui utilisent son réseau un service de transport de gaz brut (zone 1), un service de traitement (zone 2) et un service de transport sur le réseau principal (zones 3 et 4) de gaz naturel produit en Colombie-Britannique, en Alberta, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

4. Les droits de Westcoast relatifs au service garanti et au service interruptible de traitement et de transport de gaz brut dans les zones 1 et 2 sont fixés suivant le Régime de réglementation assouplie de mars 1998 approuvé par l'Office aux termes de l'Ordonnance TG-4-98 du 25 juin 1998.

5. Pour la période allant du 1er janvier 1997 au 31 décembre 2001, les droits que Westcoast a pu exiger pour le service de transport sur le réseau principal dans les zones 3 et 4 ont été fixés selon les termes du Règlement pluriannuel avec droits incitatifs approuvé par l'Office suivant l'ordonnance TG-3-97 du 16 août 1997.

6. Le 11 décembre 2001, Westcoast a demandé à l'Office d'approuver les droits provisoires et définitifs qu'elle pourra exiger pour le service de transport sur le réseau principal dans les zones 3 et 4 pour la période comprise entre le 1er janvier 2002 et le 31 décembre 2002.

7. Le 21 décembre 2001 (sic), l'Office a délivré l'ordonnance TGI-3-2001 enjoignant Westcoast d'exiger à titre provisoire, à compter du 1er janvier 2002, les droits approuvés par l'Office suivant l'ordonnance TG-01-2001.

RÈGLEMENT SUR LES DROITS

8. Westcoast a conclu une entente de règlement (le « Règlement ») en date du 17 janvier 2002 avec BC Gas Utility Ltd., l'Association canadienne des producteurs pétroliers, le Groupe des utilisateurs du marché de l'exportation (qui comprend Avista Corporation, Avista Energy, Inc., Avista Energy Canada, Ltd., Cascade Natural Gas Corporation, Northwest Natural Gas Company et Puget Sound Energy, Inc.), Mirant Canada Energy Marketing, Ltd., le Natural Gas Steering Committee (qui comprend le Council of Forest Industries et ses sociétés forestières membres, d'autres sociétés forestières, Teck-Comino, Methanex Corporation et d'autres sociétés pétrochimiques) ainsi que Unocal Canada Limited, en vertu de laquelle les parties se sont mises d'accord sur les droits exigibles par Westcoast pour le service de transport sur le réseau principal dans les zones 3 et 4 pour la période de 12 mois commençant le 1er janvier 2002 et sur la méthode de conception de ces droits pour la période de 12 mois commençant le 1er janvier 2003, de même que sur d'autres points résumés ci-dessous. Ci-joint une copie du Règlement à l'Onglet 1.

9. Les parties au Règlement représentent, directement ou indirectement, une bonne partie des expéditeurs, des producteurs de gaz naturel et des marchés utilisateurs finals de Westcoast. Westcoast a d'ailleurs reçu des manifestations d'appui au Règlement de la part d'un bon nombre des expéditeurs qui utilisent ses canalisations principales.

Sommaire du Règlement sur les droits

10. Le Règlement est essentiellement une entente sur la méthode à suivre pour déterminer les besoins en recettes (à l'exception de la taxe sur le gaz combustible consommé aux activités, laquelle est perçue sous forme de droit sur les produits) qui serviront à fixer les droits que peut exiger Westcoast dans la zone 3 (Transport Nord, ou T-Nord) et dans la zone 4 (Transport Sud, ou T-Sud) pour chacune des années 2002 et 2003. Aux termes du Règlement, l'Office doit approuver le Règlement en bloc; il y est par ailleurs stipulé que celui-ci n'est pas préjudiciable à la position de Westcoast ni à celle des parties ou des expéditeurs, quels qu'ils soient, dans une procédure de réglementation qui surviendrait après l'expiration ou la résiliation du Règlement.

11. Aux termes du Règlement, les besoins en recettes de base pour 2002 s'élèvent à 242 700 000 $, sous réserve des rajustements énoncés aux paragraphes 6, 9(c), 9(f) et 9(g) du Règlement. Les rajustements nécessaires ont été effectués et les besoins en recettes de base définitifs pour 2002 s'élèvent à 239 853 000 $. Ci-joint, à l'Onglet 2, un document de travail illustrant le calcul des besoins en recettes de base définitifs pour 2002.

12. Aux termes du Règlement, les besoins en recettes de base pour 2003 s'établissent à 244 600 000 $. Cette somme sera rajustée au début de 2003 (une fois connus les résultats réels de 2002), avant que soient établis les droits définitifs de 2003, pour tenir compte des écarts de prévision de l'impôt foncier de 2002, des frais de recouvrement des coûts de l'ONÉ, des coûts du

gaz d'appoint, des recettes discrétionnaires, des unités de répartition de la demande contractuelle et des coûts liés à l'intégrité du gazoduc. D'autres rajustements imprévus énoncés à l'Annexe A du Règlement et d'autres rajustements imputables aux modifications aux régimes d'imposition prévus par les lois fédérales ou provinciales seraient également effectués au besoin. Westcoast demandera à l'Office, avant le 1er janvier 2003, de délivrer une ordonnance établissant les droits de transport à titre provisoire pour 2002 à compter du 1er janvier 2003, en attendant la détermination des droits définitifs de 2003 aux termes du Règlement.

13. Ci-joint, à l'Onglet 3, les annexes illustrant les droits nets de 2002 liés à la demande, les droits interruptibles liés aux produits et les unités de répartition de la demande, établis en prenant pour base les besoins définitifs en recettes de base pour 2002, qui s'établissent à 239 853 000 $, ainsi que les variations par rapport à 2001. Lors du calcul des droits nets de 2002 liés à la demande, un montant de 745 000 $ a été porté au crédit des besoins en recettes de base pour le service de transport fourni à Alliance Pipeline Ltd. On trouvera ci-dessous les droits existants et les droits demandés liés à la demande, exprimés par unité, pour les années 2001, 2002 (droits définitifs établis selon la méthodologie prévue au Règlement) et 2003 (à titre indicatif, selon la méthodologie prévue au Règlement) :

Droits liés à la demande et exprimés par unité
(cents/millier de pieds cubes)

Service de transport garanti Nord	2001(1) Combiné	2002 Demandé	2003 (À titre indicatif)
Grande distance	9,0	10,2	10,7
Courte distance	0,6	0,7	0,7
Sud			
Point de livraison PNG	6,2	6,1	6,2
Zone de livraison intérieure	14,8	15,1	15,3
Zone de livraison de Huntingdon	27,2	27,0	27,4

Nota : (1) Les droits de 2001 sont une moyenne pondérée des droits relatifs aux options A et B en vigueur en 2001.

14. Bien que Westcoast sera vulnérable pendant les deux années que durera le Règlement en ce qui concerne ses prévisions d'immobilisations au titre de l'entretien, des rajustements aux besoins en recettes de 2003 seront effectués en ce qui concerne l'impact des écarts de prévisions des immobilisations au titre des projets de remplacement des compresseurs et d'agrandissement, des immobilisations demandées par les expéditeurs et des immobilisations au titre de l'intégrité du gazoduc.

15. Le règlement prévoit un taux moyen d'amortissement global de 2,625 % pour chacune des années 2002 et 2003, comparativement au taux moyen existant de 1,89 %. L'amortissement établi sur la base de ce taux est compris dans les besoins en recettes de base pour chacune de ces années. Ci-joint, à l'Onglet 4, un tableau des taux d'amortissement ventilés par section de la base tarifaire et pour l'installation brute.

16. Le règlement prévoit le partage du volet « recettes discrétionnaires » des recettes diverses et des recettes liées au service interruptible et au service garanti de courte durée, la première tranche de 800 000 $ et les deux tiers du reste, le cas échéant, étant portés au crédit des expéditeurs. Les nouveaux services, le cas échéant, et le traitement des frais afférents et des recettes seront assujettis à l'approbation du Groupe de travail sur les droits et le tarif (GTDT) de Westcoast.

17. En plus des points susmentionnés portant sur le calcul des droits, le Règlement renferme plusieurs autres engagements, dont : (i) la négociation d'un code de conduite régissant les entités du même groupe et devant être mis en œuvre le 1er juillet 2002; (ii) le dépôt de rapports financiers concernant le Règlement; (iii) la divulgation tous les trois mois des contrats liés au service garanti de transport par les canalisations principales (sous réserve d'approbation des expéditeurs par vote affirmatif); (iv) la publication chaque mois sur le site Web de Westcoast de la capacité annuelle contractable et disponible des canalisations principales; et (v) la publication chaque mois d'un rapport détaillé sur le calcul des ratios du combustible. De plus, Westcoast créera un sous-comité du GTDT qui sera chargé d'examiner les variables qui influent sur l'utilisation du combustible et leurs répercussions, s'il y en a, sur les besoins en combustible des expéditeurs bénéficiant du service garanti.

18. Le Règlement prévoit que les droits seront calculés conformément à la méthode existante de conception des droits applicable aux zones 3 et 4. Celle-ci incorpore une méthode complète de conception de taux fixes/variables suivant laquelle les coûts fixes sont répartis entre la zone 3 – Service de transport - Nord – grande distance et courte distance, et la zone 4 – Service de transport - Sud. Les droits liés à la demande de service garanti sont établis sur la base des coûts fixes par zone et de la somme des demandes contractuelle des expéditeurs par zone. En plus du service garanti, Westcoast offre le service interruptible. Les droits du service interruptible en hiver (du 1er novembre au 31 mars) sont établis à hauteur de l'équivalent des droits du service garanti à un facteur de charge de 75 %; les droits du service interruptible en été (du 1er avril au 31 octobre) sont établis à hauteur de l'équivalent des droits du service garanti à un facteur de charge de 100 %.

19. Aux termes du Règlement, Westcoast demande à l'Office d'approuver le maintien, pour fins de comptabilité et d'établissement des droits, des comptes de report du coût du service et des recettes visés aux articles 6 et 9 du Règlement. Ces comptes de report sont les suivants :

Comptes de report du coût du service

- Modifications apportées aux régimes fiscaux dans les lois fédérales ou provinciales (par exemple : introduction de nouveaux impôts, modification des taux d'imposition du revenu, des taux d'imposition du capital des sociétés et des taux des taxes de vente) et aux règles, règlements ou réévaluations.
- Impôt foncier
- Recouvrement des frais de l'ONÉ
- Coûts du gaz d'appoint

- Variations importantes des coûts à la suite de l'entrée en vigueur de nouvelles mesures dictées par une loi, un règlement ou une ordonnance, ou de la délivrance d'ordonnances ou de directives qui entraînent des changements aux exigences, pratiques ou procédures en matière de santé, sécurité et environnement pour Westcoast

- Variations importantes des coûts ou des recettes à la suite de changements apportés aux normes comptables de l'Institut canadien des comptables agréés

- Variations importantes des coûts à la suite d'ordonnances ou de directives délivrées par un organisme de réglementation compétent, y compris l'Office

- Engagement de pertes non assurées de telle sorte que le montant global de ces pertes dépasse 2 000 000 $ une année donnée

- Variations des coûts résultant de programmes mis en place ou devant être mis en place par Westcoast, à condition que le recouvrement de ces coûts soit agréé par le GTDT

- Coûts relatifs à l'intégrité du gazoduc (exploitation et entretien, et immobilisations)

- Retranchement d'éléments d'actif sur un an, qui a pour effet de diminuer l'actif brut immobilisé en service d'un montant global de 30 millions de dollars pour cette année

- Impact fiscal, tel que défini à l'article 9 du Règlement

- Prévision de la déduction pour amortissement (DPA), telle que définie à l'article 9 du Règlement.

- Coût du service lié à la modernisation des compresseurs, à l'agrandissement de T-Nord et de T-Sud, tel que prévu à l'article 9 du Règlement.

Comptes de report des recettes

- Unités de répartition de la demande contractuelle

- Recettes discrétionnaires

Les intérêts sur les soldes des comptes de report seront calculés mensuellement au taux d'emprunt à court terme réel de Westcoast pour le mois. Les soldes de fin d'exercice seront amortis en 2003 de même que les frais financiers au taux d'emprunt à court terme réel moyen de Westcoast pour 2002.

20. Dans sa demande, Westcoast estime que les droits et la méthode de calcul des droits en vertu du Règlement sont justes et raisonnables et qu'ils devraient être approuvés par l'Office. Westcoast est d'avis que le Règlement est conforme à l'intérêt public.

a) Le Règlement a été négocié sans lien de dépendance après d'intenses négociations. Toutes les parties au Règlement ont participé activement aux négociations et elles représentent, directement ou indirectement, une bonne partie des expéditeurs.

producteurs de gaz et marchés utilisateurs finals de Westcoast, dont la plupart sinon la totalité des principaux intervenants auprès de l'Office dans la procédure préalable de Westcoast relative aux droits.

b) Westcoast a reçu des manifestations d'appui au Règlement de la part d'un bon nombre des expéditeurs qui utilisent ses canalisations principales.

c) Le Règlement est conforme au désir de l'Office de rationaliser le processus de réglementation et de réduire au minimum le niveau de surveillance et la charge de travail liés à la réglementation des compagnies relevant de la compétence de l'Office.

d) Le Règlement satisfait aux critères des règlements négociés énoncés dans les Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (23 août 1994) et l'ébauche de directives révisées sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (30 janvier 2002).

21. Dans l'éventualité où l'une des parties déposerait une objection au Règlement, Westcoast demanderait que l'Office considère le Règlement comme un règlement contesté en vertu de l'ébauche de directives révisées sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (30 janvier 2002). En cas de contestation du Règlement, Westcoast estime que celui-ci devrait être approuvé par l'Office et s'appliquer à tous les expéditeurs, y compris ceux qui pourraient le contester.

22. Les parties au Règlement ont examiné et approuvé la présente demande modifiée.

EN CONSÉQUENCE, WESTCOAST DEMANDE une ou des ordonnances, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, en vue de :

a) faire approuver l'Entente de règlement;

b) faire approuver les droits exigibles à compter du 1er janvier 2002 tels qu'énoncés à l'Onglet 3 de la présente demande modifiée, ainsi que la méthode d'établissement des droits exigibles à compter du 1er janvier 2003, tels qu'énoncés dans le Règlement;

c) faire approuver les taux d'amortissement énoncés à l'Onglet 4 de la présente demande modifiée;

d) faire appouver le maintien, pour les fins de la comptabilité et de l'établissement des droits, des comptes de report dont il est question au paragraphe 19 des présentes, lesquels sont nécessaires pour donner effet au Règlement pendant sa durée de vie, qui court du 1er janvier 2002 au 31 décembre 2003, et pour disposer des soldes desdits comptes en temps opportun, conformément aux conditions du Règlement;

e) se faire exempter de l'obligation de déposer les prévisions du coût annuel du service et obtenir l'autorisation, par la voie d'une ordonnance ou d'une directive, de déposer des rapports de surveillance sur une base trimestrielle, à partir du trimestre se terminant le

31 mars 2002, dans une forme modifiée pour tenir compte des dispositions du Règlement et fixée par le GTDT, tel que prévu au paragraphe 12 du Règlement.

Le tout respectueusement soumis.

FAIT à Vancouver, en Colombie-Britannique, le 26 mars 2002.

WESTCOAST ENERGY INC.

Le directeur, Services de réglementation,

Barry J. Jardine

Les avis et autres communiqués relatifs à la présente demande doivent être adressés à :

M. Barry J. Jardine
Directeur, Services de réglementation
Westcoast Energy Inc.
1333 rue Georgia Ouest
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6E 3K9

Téléphone : (604) 691-5714
Télécopieur : (604) 691-5884

Table des matières

Entente de règlement ..... Onglet 1

Rapprochement des besoins en recettes de base définitifs de 2002 ..... Onglet 2

Droits demandés pour 2002 ..... Onglet 3

Taux d'amortissement demandés ..... Onglet 4

Onglet 1

Entente en date du 17 janvier 2002 concernant les droits négociés pour le réseau principal de transport de Westcoast (zones 3 et 4) pour la période comprise entre le 1er janvier 2002 et le 31 décembre 2003

Westcoast et certaines parties (les « Parties ») ont conclu la présente entente (l'« Entente ») sur les principes à appliquer pour fixer les droits et le tarif et sur certaines autres questions relatives à la Division des gazoducs pour la période comprise entre le 1er janvier 2002 et le 31 décembre 2003. Les Parties souhaitent que l'Entente soit exécutée de bonne foi.

1. Les droits seront calculés conformément à la conception des droits existante applicable au T-Nord et au T-Sud, en prenant pour base les besoins en recettes de base et les rajustements tel qu'ils sont déterminés conformément à l'Entente.

2. Les droits de 2002 applicables au T-Nord et au T-Sud seront fixés suivant les besoins en recettes de base (à l'exclusion des taxes sur le combustible) qui s'élèvent à 242 700 000 $, somme qui comprend une provision pour le solde débiteur estimé à 1,3 M$ au 31 décembre 2001 dans le compte de report lié à l'« Option A - Exercice financier raccourci », un crédit de rajustement imprévu de 0,9 M$ lié à l'Option A pour les rajustements du taux d'impôt sur le revenu du gouvernement fédéral et du taux d'impôt sur le capital des corporations de la Colombie-Britannique et l'incidence fiscale prévu des projets de remplacement des compresseurs et d'agrandissement du T-Nord (qui correspondrait à une réduction estimée de 1,7 M$ des besoins en recettes de base) (paragraphe 9 (c)). Ces besoins en recettes de base seront rajustés au moyen des soldes des comptes de report liés à l'Option B au 31 décembre 2001, à quoi s'ajouteront tout autre rajustement imprévu de 2001.

3. Les besoins en recettes de base incluent l'amortissement, calculé au taux global de 2,625 % en 2002 et de 2,625 % en 2003.

4. Les unités de répartition employées pour le calcul des droits de 2002 seront les unités découlant des volumes visés par une entente contractuelle concernant le T-Nord et le T-Sud pour l'année 2002 au 1er décembre 2001.

5. Les unités de répartition employées pour le calcul des droits de 2003 seront les unités découlant des volumes visés par une entente contractuelle concernant le T-Nord et le T-Sud pour l'année 2003 au 1er décembre 2002.

6. Les droits de 2003 seront établis suivant les besoins en recettes de base (à l'exclusion des taxes sur le combustible) qui se chiffrent à 244 600 000 $, rajustés comme suit :

   Rajustements imprévus

   - Les besoins en recettes de base dont découleront les droits de 2003 seront rajustés en fonction de tous les rajustements imprévus de 2002. De plus, tous les rajustements imprévus qui, selon Westcoast et les Parties, agissant de manière raisonnable, sont susceptibles de se reproduire en 2003 seront appliqués pour rajuster les besoins en recettes de base de 2003. Tous les rajustements imprévus qui surviendront après que les droits de 2003 auront été fixés et qui n'auront pas été pris en compte seront reportés pour

fins de disposition à la période postérieure à 2003. Les circonstances admissibles aux rajustements imprévus sont énoncées à l'Annexe A de l'Entente.

Impôt foncier

- L'impôt foncier sera traité selon la méthode de l'impôt exigible. En 2002, un impôt foncier estimé à 41 600 000 $ est compris dans les besoins en recettes de base. En 2003, un impôt foncier estimé à 42 000 000 $ est compris dans les besoins en recettes de base. Tout écart enregistré par rapport à l'estimation sera reporté à l'année suivante pour disposition au compte des expéditeurs.

Coûts de réglementation (recouvrement des frais de l'ONÉ)

- Les coûts de réglementation (recouvrement des frais de l'ONÉ) seront traités selon la méthode de l'imputation à l'exercice. En 2002, les besoins en recettes de base comprennent des coûts réglementaires estimés à 630 000 $. En 2003, les besoins en recettes de base comprennent des coûts réglementaires estimés à 644 000 $. Tout écart enregistré par rapport à l'estimation sera reporté à l'année suivante pour disposition au compte des expéditeurs.

Coûts du gaz d'appoint

- En 2002 et 2003, les besoins en recettes de base comprennent des coûts du gaz d'appoint de 500 000 $. Tout écart inférieur à l'estimation sera reporté à l'année suivante pour disposition au compte des expéditeurs.

- Lorsque les coûts du gaz d'appoint dépassent le niveau annuel de 500 000 $, Westcoast devra en aviser le Groupe de travail sur les droits et le tarif (GTDT) et justifier ce dépassement afin de faire approuver la disposition du report des coûts au compte des expéditeurs l'année suivante. Dans l'éventualité où le GTDT n'approuverait pas la disposition, Westcoast pourra demander à l'ONÉ de faire reporter les coûts à l'année suivante pour disposition au compte des expéditeurs. Le GTDT et l'ONÉ devront décider si, en appliquant les dispositions de son tarif, Westcoast a agi prudemment en engageant le surplus des coûts annuels du gaz d'appoint afin de maintenir les pressions de service et les stocks dans ses canalisations à l'intérieur d'une plage raisonnable et ainsi préserver l'intégrité opérationnelle du réseau.

- La question de la responsabilité des coûts du gaz d'appoint engagés au-delà de la durée de l'Entente sera résolue par le biais de la stratégie d'activités commerciales de Westcoast.

Impôts

- Les modifications apportées aux régimes fiscaux des gouvernements fédéral ou provinciaux (par exemple : introduction de nouveaux impôts, modification des taux d'imposition du revenu, des taux d'imposition du capital des sociétés et des taux des taxes de vente) et aux règles, règlements ou réévaluations seront traitées selon la méthode de l'imputation à l'exercice. Tout écart qui en résulte sera reporté à l'année suivante pour disposition au compte des expéditeurs.

Partage des recettes discrétionnaires

- Chaque année, les recettes discrétionnaires tirées du TI, des ventes fermes à court terme (VFCT) et des services d'exploitation divers existants jusqu'à hauteur de 800 000 $ et les deux tiers des recettes discrétionnaires restantes tirées de ces services seront portés au compte des expéditeurs; tout écart positif (négatif) enregistré par rapport aux prévisions servira à rajuster à la baisse (à la hausse) les besoins en recettes de base de l'année suivante. Toutes les recettes discrétionnaires restantes tirées des TI, des VFCT et des services d'exploitation divers existants seront portées au compte de Westcoast. Les prévisions de recettes discrétionnaires tirées des TI, des VFCT et des services d'exploitation divers existants s'élèvent pour chaque année à 2 400 000 $. La part des recettes discrétionnaires revenant aux expéditeurs basées sur les prévisions est incluse sous forme de crédit dans les besoins en recettes de base de 2002 et de 2003.

  Les nouveaux services et le traitement des recettes afférentes sont assujettis à l'approbation du GTDT de Westcoast.

Rajustement des unités de répartition (UR)

- Si les UR réelles en 2002 sont plus élevées ou moins élevées que celles employées pour calculer les droits de 2002, le montant correspondant des recettes tirées des droits sera soustrait des besoins (ou ajouté aux besoins, selon le cas) en recettes de base de 2003.

- Si les UR réelles en 2003 sont plus élevées ou moins élevées que celles employées pour calculer les droits de 2003, le montant correspondant des recettes sera reporté pour fins de disposition après 2003.

7. Les taxes sur le combustible seront imputées conformément à la méthode existante.

8. Les dépenses en immobilisations engagées au titre de l'entretien (exception faite des dépenses d'agrandissement, des dépenses de remplacement des compresseurs et des dépenses demandées par les expéditeurs, telles celles liées aux postes de comptage) sont au total évaluées à 113 millions de dollars au cours des deux années visées par l'Entente. Sauf mention contraire à l'Annexe A, les besoins en recettes de base ne seront pas rajustés pour tenir compte de l'écart éventuel entre les dépenses en immobilisations réelles engagées au titre de l'entretien et le montant estimatif de 113 millions de dollars au cours des deux années. Pour les besoins de l'Entente, le compte d'impôt sur le revenu reporté, qui sert de crédit à la base tarifaire, ne sera pas réduit pendant la durée de l'entente.

9. Les besoins en recettes de base et les droits de 2002 et de 2003 seront rajustés pour tenir compte de tout projet d'agrandissement approuvé selon la méthode des droits intégraux, de tout projet de remplacement des compresseurs ou projet de dépenses en immobilisations demandé par les expéditeurs et mis en service pendant la durée de l'Entente. Des mécanismes précis sont prévus pour effectuer ce rajustement, savoir :

a) Taux de PFUDC

Il y aura un taux de PFUDC provisoire, qui sera établi sur la base d'une structure présumée du capital constituée de 70 % de dettes et de 30 % de capital-actions. Le taux de PFUDC provisoire

sera déterminé sur la base d'un coût d'endettement équivalent à celui indiqué dans le dossier déposé par Westcoast pour la période commençant le 1er janvier 2002 et sur la base d'un coût du capital-actions établi au moyen de la formule de rajustement de l'ONÉ énoncée dans l'instance RH-2-94. Le 30 novembre 2002 au plus tard, Westcoast et les Parties négocieront un rendement sur le capital-actions ordinaire qui servira à calculer les taux PFUDC définitifs, sous réserve de l'approbation par l'ONÉ, en 2002 et 2003. Si Westcoast et les Parties ne parviennent pas à s'entendre sur un tel rendement, la question sera référée à l'ONÉ qui tranchera. Pour l'année 2003, Westcoast évaluera le coût du taux d'endettement sur une base équivalente à celle du dossier déposé, lequel taux servira à fixer le taux PFUDC définitif pour 2003.

b) Rajustement du poste Immobilisations en cours (IC) de 2002

Une fois que le taux de PFUDC aura été fixé définitivement en novembre 2002, Westcoast rajustera son poste IC en tenant compte de tout écart éventuel entre le taux de PFUDC provisoire et le taux de PFUDC définitif à compter du 1er janvier 2002.

c) Incidence fiscale en 2002

Westcoast établira des prévisions pour 2002 en ce qui concerne : (i) la déduction d'intérêt au titre de la PFUDC; (ii) l'impôt sur le capital des corporations de la Colombie-Britannique; et (iii) l'impôt sur le capital des grandes corporations (collectivement appelé l'« incidence fiscale ») pour les projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Nord, et elle rajustera les besoins en recettes de base de 2002 une fois ses droits de 2002 établis définitivement. Les prévisions préliminaires de 1,7 million de dollars sont incluses dans les besoins en recettes de base visés au paragraphe 2.

d) Incidence fiscale en 2003

En novembre 2002, Westcoast établira les prévisions pour 2003 de l'incidence fiscale des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud et de T-Nord et elle rajustera les besoins en recettes de base de 2003. Les besoins en recettes de base de 2003 seront également rajustés en fonction des prévisions de l'incidence fiscale en 2002 qui pourrait résulter du projet d'agrandissement de T-Sud.

e) Rajustement des prévisions de l'incidence fiscale

En novembre 2002, Westcoast mettra à jour ses prévisions de dépenses et ses prévisions de l'incidence fiscale au titre des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Nord. Tout écart enregistré entre les prévisions mises à jour et les prévisions employées dans le calcul des besoins en recettes de base de 2002 sera reporté à 2003. Tout écart enregistré entre l'incidence fiscale prévue et l'incidence fiscale réelle en 2003 au titre des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud et T-Nord sera reporté à 2004.

f) Rajustement des prévisions de la DPA en 2002 et 2003

Westcoast s'attend que le projet d'agrandissement de T-Nord sera mis en service en 2002. Au moment de finaliser les droits de 2002 et les besoins en recettes de base rajustés, Westcoast établira des prévisions pour la DPA (s'il y a lieu) résultant de ce projet et elle rajustera en conséquence ses besoins en recettes de base. Tout écart enregistré entre la DPA prévue et la DPA

réelle en 2002 au titre du projet d'agrandissement de T-Nord sera reporté à 2003 pour être rajusté.

Westcoast s'attend que les projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud seront mis en service en 2003. Au moment de finaliser les droits de 2003 et les besoins en recettes de base rajustés, Westcoast établira des prévisions pour la DPA (s'il y a lieu) résultant de ces projets et elle rajustera en conséquence ses besoins en recettes de base. Tout écart enregistré entre la DPA prévue et la DPA réelle en 2003 au titre des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud sera reporté à 2004 pour être rajusté.

g) Rajustement des besoins en recettes de base en 2002 et 2003 résultant de la mise en service des projets

Outre le rajustement des prévisions de la DPA de 2002 mentionné au paragraphe 9(f), Westcoast, au moment de finaliser les besoins en recettes de base de 2002, fera un rajustement pour le projet d'agrandissement de T-Nord en ce qui concerne les coûts (exploitation et entretien, impôt, amortissement, rendement de la base tarifaire) et les recettes après la date de l'entrée en service, en prenant pour base le coût définitif prévu et la date de mise en service prévue, et en utilisant le taux de PFUDC provisoire en guise de rendement de la base tarifaire. Tout écart enregistré entre l'impact prévu sur les besoins en recettes de base de 2002 et l'impact réel, lui-même découlant de l'écart entre le taux de PFUDC provisoire et le taux de PFUDC définitif, le coût définitif prévu ou la date d'entrée en service des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud, sera reporté à 2003.

Outre le rajustement des prévisions de la DPA de 2003 mentionné au paragraphe 9(f), Westcoast, au moment de finaliser les besoins en recettes de base de 2003, fera un rajustement pour les projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud en ce qui concerne les coûts (exploitation et entretien, impôt, amortissement, rendement de la base tarifaire) et les recettes après la date de l'entrée en service, en prenant pour base le coût définitif prévu et la date de mise en service prévue, et en utilisant le taux de PFUDC convenu pour 2003 en guise de rendement de la base tarifaire. Tout écart enregistré entre l'impact prévu sur les besoins en recettes de base de 2003 et l'impact réel, lui-même découlant de l'écart entre le taux de PFUDC provisoire et le taux de PFUDC définitif, le coût définitif prévu ou la date d'entrée en service des projets de modernisation des compresseurs et d'agrandissement de T-Sud, sera reporté à 2004.

10. Westcoast et les Parties négocieront de bonne foi un code de conduite pour régir les pourparlers de la Division des gazoducs de Westcoast avec ses entités du même groupe, code qui devrait prendre effet le 1er juillet 2002.

11. Les objectifs de fiabilité du réseau principal continueront de se chiffrer à 100 % de la demande contractuelle désignée du 1er novembre au 31 mars et à 91 % de la demande contractuelle désignée du 1er avril au 31 octobre.

12. Westcoast déposera des rapports de surveillance et autres conformément aux exigences de l'ONÉ, en plus de faire rapport de tous les rajustements aux droits et aux besoins en recettes de base.

13. Pour aider à développer un marché efficace pour le service de transport du gaz naturel vers les marchés et les zones de ravitaillement qu'elle dessert, Westcoast, si elle obtient un vote affirmatif dans chaque zone de la part de 50 % de ses expéditeurs bénéficiant du service garanti sur son réseau principal selon le nombre, et de la part de 67 % de ses expéditeurs bénéficiant du service garanti sur le réseau principal selon le volume, produira chaque trimestre un rapport public faisant état des contrats garantis de transport sur le réseau principal dans cette zone, avec ventilation mensuelle, et auxquels sont liés ses expéditeurs. Le rapport devra fournir à tout le moins les détails suivants : volume contractuel lié à la demande, points de réception et de livraison, type de service et durée du contrat. Si un expéditeur le demandait, son identité pourrait être tue pour une durée maximale de deux périodes de production de rapports afin de protéger les positions dans le cadre des négociations.

Westcoast publiera également chaque mois sur son site Internet une estimation de la capacité contractable annuelle et de la capacité disponible pour chaque portion de son réseau principal, et elle continuera de publier les facteurs ou les conditions susceptibles de faire obstacle à la disponibilité de sa capacité. Westcoast mettra ces informations à disposition sur son site Internet après que l'Entente aura été approuvée par l'ONÉ.

14. Westcoast créera un sous-comité du GTDT qui sera chargé d'étudier les variables ayant une incidence sur l'utilisation du combustible et leurs éventuelles répercussions sur les besoins en combustible des expéditeurs bénéficiant du service garanti. Westcoast fournira en outre aux expéditeurs chaque mois un rapport détaillé sur le calcul du ratio de combustible pour le mois à venir ainsi qu'une revue du ratio de combustible réel pour le mois précédent.

15. [Laissé en blanc à dessein.]

16. Dans l'éventualité d'un différend relativement à l'Entente, qui pourrait porter par exemple sur la détermination des droits ou sur l'application de l'Entente, Westcoast et les Parties tenteront de le résoudre de bonne foi. Si les parties ne réussissent pas à trouver un terrain d'entente satisfaisant dans les trente (30) jours, Westcoast ou l'une quelconque des Parties ou l'un quelconque des expéditeurs peut déposer une demande auprès de l'Office pour qu'il tranche la question. La demande doit également renfermer une requête pour que l'Office se penche rapidement sur le litige; elle peut contenir une requête pour que les droits soient fixés de manière provisoire en attendant la décision de l'Office à l'égard du litige.

17. L'Entente est assujettie aux approbations réglementaires. Si elle n'était pas approuvée en bloc par l'ONÉ ou qu'elle devait par la suite être modifiée sensiblement par l'ONÉ pendant sa durée d'application, l'Entente expirera.

18. Si l'Entente est établie sur simple majorité des votes par le GTDT de Westcoast, une vérification de conformité indépendante sera effectuée en 2004 en vertu de l'Entente, en ce qui concerne les droits définitifs de 2002 et 2003. Le coût total de la vérification sera recouvré par le biais des droits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

19. L'Entente est l'aboutissement de négociations entre Westcoast et les Parties, lesquelles ont convenu qu'aucune composante de l'Entente ne doit être interprétée comme étant une représentation de la position de l'une d'elles en ce qui concerne les droits qui seraient obtenus en l'absence de l'Entente. Westcoast et les Parties désirent que l'Entente soit considérée en bloc et qu'aucune de ses composantes ne soit considérée comme acceptable à Westcoast ou à l'une

quelconque des Parties à l'exclusion de toutes les autres composantes. L'Entente ne nuit pas à la position de Westcoast ni à celle de l'une quelconque des Parties dans une quelconque procédure réglementaire après l'expiration ou la résiliation de l'Entente. Si aucun règlement ou aucune entente n'étaient négociés ou approuvés pour la période postérieure au 31 décembre 2003, Westcoast déposera une demande pleine et entière en vue de l'approbation des droits pour la période postérieure au 31 décembre 2003.

20. Westcoast préparera, dès que possible, une demande destinée à l'ONÉ pour faire donner effet aux modalités de l'Entente et pour apporter les modifications consécutives nécessaires à la demande tarifaire de Westcoast en date du 13 décembre 2001. La demande fera état de la manière de donner effet au plus tôt à l'Entente par le biais de droits provisoires et de droits définitifs. Westcoast consultera les Parties et elle leur donnera l'occasion d'examiner et commenter la demande pour qu'elle et les Parties puissent s'entendre sur la forme et le fond de la demande avant son dépôt à l'ONÉ.

21. [Laissé en blanc à dessein.]

22. Westcoast et chacune des Parties feront tout ce qui est raisonnablement nécessaire de faire pour donner plein effet à l'intention et au sens de l'Entente.

23. L'Entente est assujettie à l'approbation du conseil d'administration de Westcoast.

Les soussignés acceptent que les principes susmentionnés forment la base de calcul des droits de Westcoast visant les zones 3 et 4, pour la période comprise entre le 1er janvier 2002 et le 31 décembre 2003.

Westcoast Energy Inc.

- Association canadienne des producteurs pétroliers
- Comité directeur du gaz naturel
- Groupe des utilisateurs du marché de l'exportation
- BC Gas Utility Ltd.
- Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.
- Unocal Canada Limited

Droits à titre indicatif
Cents/millier de pieds cubes

	2001 Options A et B combinées	2002 À titre indicatif	2003 À titre indicatif
T-Nord – Grande distance	9,0	10,5*	10,7**
T-Sud PNG	6,2	6,1	6,2
T-Sud intérieur	14,8	15,2***	15,3***
Gisement de Huntingdon	27,2	27,2	27,5
Total (T-N + Gisement de Huntingdon)	**36,2**	**37,7**	**38,2**

* L'impact de l'annulation d'un contrat inclus dans le droit se chiffre à 0,9 cents [Nota : comprend l'impact prévu du projet d'agrandissement de T-Nord, conformément au paragraphe 9.]

** L'impact de l'annulation d'un contrat inclus dans le droit se chiffre à 1,2 cents [Nota : les unités de répartition de 2003 excluent les unités de répartition du projet d'agrandissement de T-Nord car les coûts et les recettes ne sont pas compris puisque les coûts n'ont pas encore été estimés. Ces rajustements seront effectués pour 2003 à la fin de 2002, conformément au paragraphe 9.]

*** Tient compte du point de livraison milieu de 2000/2001

Annexe A : RAJUSTEMENTS IMPRÉVUS

Chacune des situations suivantes donnera lieu à un rajustement imprévu des droits en ce qui concerne la détermination des besoins en recettes de base :

a) variations importantes des coûts à la suite de l'entrée en vigueur de nouvelles mesures dictées par une loi, un règlement ou une ordonnance, ou de la délivrance d'ordonnances ou de directives qui entraînent des changements aux exigences, pratiques ou procédures en matière de santé, sécurité et d'environnement pour Westcoast;

b) variations importantes des coûts ou des recettes à la suite de changements apportés aux normes comptables de l'Institut canadien des comptables agréés;

c) variations importantes des coûts à la suite d'ordonnances ou de directives délivrées par un organisme de réglementation compétent, y compris l'Office;

d) engagement de pertes non assurées de telle sorte que le montant global de ces pertes dépasse 2 000 000 $ une année donnée;

e) variations des coûts imputables aux programmes liés à l'intégrité des gazoducs (problèmes notamment de fissuration par corrosion sous contrainte, de corrosion proprement dite) et rendant nécessaire un nouveau revêtement du gazoduc pour régler des problèmes existants, nouveaux ou imprévus d'intégrité, dans la mesure où les coûts de fonctionnement et d'entretien de ces programmes diffèrent de 9 000 000 $ en 2002 et de 9 000 000 $ en 2003 et que les coûts en capital diffèrent de 11 000 000 $ en 2002 et de 13 100 000 $ en 2003;

f) variations des coûts résultant de programmes mis en place ou devant être mis en place par Westcoast, à condition que le recouvrement de ces coûts soit agréé par le Groupe de travail sur les droits et le tarif de Westcoast;

g) retranchement d'éléments d'actif sur un an, qui a pour effet de diminuer l'installation brute en service d'un montant global de 30 millions de dollars pour cette année-là.

Onglet 2

RAPPROCHEMENT DES BESOINS EN RECETTES DE BASE DÉFINITIFS DE 2002
(en milliers de dollars)

Ligne	Détail	Année de référence 2000
1	Besoins en recettes de base de 2002 (à l'exclusion des taxes sur le combustible) (Note 1)	242 700
Rajustements liés aux options A et B		
2	Partage des recettes de base	(913)
3	Rajustement de l'impôt foncier	219
4	Prévision des charges d'impôt sur le revenu et sur le capital	(497)
5	Recettes discrétionnaires de base	(251)
6	Recettes discrétionnaires nettes excédentaires	(1 261)
7	Volume contractuel lié à la demande - Option B	(748)
8	Rajustements imprévus - (Note 2)	604
9	Total des rajustements liés aux options A et B	(2 847)
10	Besoins en recettes de base définitifs de 2002 (à l'exclusion des taxes sur le combustible)	239 853

Notes :

1. Les besoins en recettes de base de 2002, qui s'élèvent à 242 700 $, incluent :
   - un solde débiteur de 1,3 M$ au 31 décembre 2001 au compte de report lié à l'« Option A - Exercice financier raccourci »
   - un crédit de rajustement imprévu de 0,9 M$ lié à l'Option A pour les rajustements du taux d'impôt sur le revenu du gouvernement fédéral et du taux d'impôt sur le capital des corporations de la Colombie-Britannique
   - une réduction de 1,7 M$ des besoins en recettes de base au titre de l'incidence fiscale prévue des projets de remplacement des compresseurs et d'agrandissement de T-Nord (à mettre à jour lors du calcul des droits de 2003). Ces chiffres restent inchangés par rapport aux besoins en recettes de base établis dans le Règlement de 2002

2. Les rajustements imprévus correspondent à l'écart entre les coûts prévus et les coûts réels liés à l'intégrité des gazoducs de 2001.

3. Il se peut que les totaux ne s'additionnent pas en raison de l'arrondissement du système informatique.

Onglet 3

Droits réels en 2001 et droits de 2002 liés à la demande demandés pour le service garanti ($/10³m³/mois)*

Service	2001		2002 (demandé)
	Option A	Option B	
Service de transport – Nord			
Courte distance	6,58	6,98	7,64
Grande distance	94,80	100,56	110,04
Service de transport – Sud			
Point de livraison PNG	66,87	64,20	65,59
Zone de livraison intérieure	162,19	152,29	161,74
Zone de livraison de Huntingdon	295,42	283,73	289,79

* majoré du montant des taxes sur le combustible consommé payables par Westcoast en vertu du *Motor Fuel Act* de la Colombie-Britannique et attribué à l'expéditeur pour chaque jour du mois

Droits réels en 2001 et droits de 2002 liés aux produits demandés pour le transport interruptible ($/10³/m³)*

Service	2001		2002 (demandé)	
	Été	Hiver	Été	Hiver
Service de transport – Nord				
Courte distance	0,230	0,306	0,251	0,335
Grande distance	3,306	4,408	3,618	4,824
Service de transport – Sud				
Point de livraison PNG	2,111	2,814	2,156	2,875
Zone de livraison intérieure	5,007	6,676	5,317	7,090
Zone de livraison de Huntingdon	9,328	12,438	9,527	12,703

* majoré du montant des taxes sur le combustible consommé payables par Westcoast en vertu du *Motor Fuel Act* de la Colombie-Britannique et attribué à l'expéditeur pour chaque jour du mois

Unités de répartition liées à la demande ($10^3m^3/j$) et utilisées pour fixer les droits

Service	2001	2002 (prévisions)
Transport garanti – Nord		
Courte distance	12 219	12 487
Grande distance	51 550	50 895
Transport garanti – Sud		
Point de livraison PNG	3 062	3 084
Zone de livraison intérieure	4 440	4 793
Zone de livraison de Huntingdon	41 986	45 731

Rapprochement des besoins en recettes avec les droits de 2002

	Unités de répartition $10^3m^3/j$	**Droit $/10^3m^3/mois**	**Calcul des recettes (000 $)**	**Vérification des besoins en recettes (000 $)**
TNCD	12 487	7.64	1 145	
TNGD	50 895	110.04	67 205	
T-Nord			68 350	68 350
PNG	3 084	65.59	2 427	
Intérieur	4 793	161.74	9 303	
Huntingdon	45 731	289.79	159 028	
T-Sud			170 758	170 758
Total			239 108	239 108
Recettes tirées des droits d'Alliance Pipeline			745	745
Besoins en recettes de 2002 selon le rapprochement avec les besoins définitifs en recettes de base (Onglet 2)			239 853	239 853

Onglet 4

Taux d'amortissement des installations de transport - Années d'essai 2002 et 2003

(en milliers de dollars)

Ligne		Section de la base tarifaire	Installation brute 31 déc 00	Amort. cumulé 31 déc. 00	Install. nette	Durée des réserves (années)	Montant	Taux d'amort. du Règlement (%)	Taux d'amort. actuellement approuvés (%)
			(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
	BT 1	Canal. princ., station 2 jusqu'à Huntingdon							
1		a) Matériel obsolète	79 566	(42 843)	36 723	10,0	3 672	4,62	3,70
2		b) Solde	905 782	(269 092)	636 690	35,1	18 149	2,00	1,50
3			985 348	(311 935)	673 413		21 822	2,21	1,53
	BT 2 et 2A	Réseau princ. FN et Aitken Transmission							
4		a) Matériel obsolète	0	0	0	10,0	0		3,60
5		b) Solde	256 408	(65 208)	191 200	29,5	6 492	2,53	1,50
6			256 408	(65 208)	191 200		6 492	2,53	1,57
7	BT 7	Réseau principal, station 1 à 2	58 641	(19 319)	39 322	40,0	983	1,68	1,50
8	BT 10A	Réseau de gazoducs 16 po	14 606	(8 303)	6 303	19,6	322	2,21	1,40
9	BT 10B et 12	Réseau de gazoducs 26 po	12 701	(6 188)	6 513	40,0	163	1,28	1,40
10	BT 13C	Réseau de transport Grizzly	14 013	(5 910)	8 103	28,4	285	2,04	1,40
11	BT 14B	Gazoduc et poste de comptage Sikanni	6 400	(3 792)	2 608	19,2	136	2,13	6,10
12	BT 15	Gazoduc et poste de comptage Alces	684	(597)	87	19,6	4	0,65	9,20
13	Somme partielle		1 348 801	(421 252)	927 549		30 208	2,24	1,56
14	Divers	(a) Franchises et accords	132	(132)	0		4	3,40	1,80
15		(b) Actif incorporel	1	0	1		0		
16		(c) Autres structures	1 969	(613)	1 356		67	3,40	1,80
17	Somme partielle		2 102	(745)	1 357		71	3,40	1,80
18	Install. brute	482-31 – Structures	3 461	(1 026)	2 435		118	3,40	3,20
19		482-32 – Immeubles donnés à bail	3 124	(3 023)	101		312	10,00	10,00
20		482-33 – Maisons	1 050	(1 050)	0		26	2,50	2,50
21		483-30 – Matériel informatique	19 911	(11 033)	8 878		3 982	20,00	15,40
22		483-37 – Ameublement de bureau	2 519	(1 029)	1 490		126	5,00	5,00
23		484-34 – Transport de moins de 5 tonnes	4 290	(3 678)	612		699	16,30	17,00
24		484-35 – Transport de plus de 5 tonnes	1 096	(908)	188		77	7,00	6,50
25		485 – Équipement pour gros travaux	5 299	(3 318)	1 981		249	4,70	5,70
26		486 – Outils et matériel de travaux	7 944	(7 944)	0		397	5,00	10,00
27		488 – Matériel de communications	6 179	(6 179)	0		618	10,00	10,00
28		489 – Autre matériel	723	(341)	382		36	5,00	5,00
29	Somme partielle		55 596	(39 529)	16 067		6 641	11,94	9,81
30	Taux composite du transport		1 406 499	(461 526)	944 973		36 920	2,625	1,890